



CADERNO OPINIÃO

RESILIÊNCIA DO SETOR PETRÓLEO E O RESULTADO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP: SIM, ISSO É DA NOSSA CONTA!

AUTORA

Magda Chambriard

novembro.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

ESTAGIÁRIA

Larissa Schueler Tavernese

SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E P&D

Felipe Gonçalves

PESQUISADORES

André Lawson Pedral Sampaio

Bruno Ladeira Andrade

Fernanda Delgado

Guilherme Armando de Almeida Pereira

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 Yell

Magda Chambriard

Milas Evangelista de Souza

Nelson Narciso Filho

Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

RESILIÊNCIA DO SETOR PETRÓLEO E O RESULTADO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP: SIM, ISSO É DA NOSSA CONTA!

Magda Chambriard,
Consultora Especial da FGV Energia e ex-diretora
geral da ANP

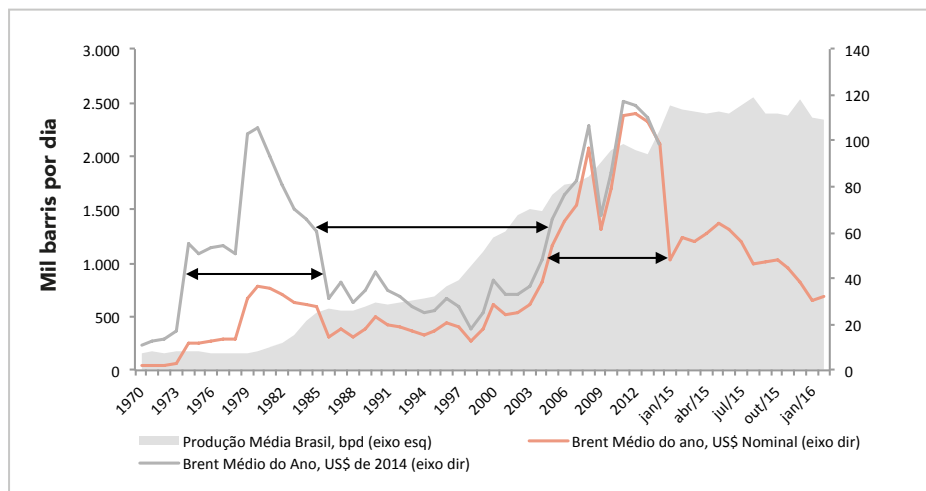
Após arrecadar cerca de R\$ 10 bilhões em bônus de assinatura nas rodadas da ANP de 2017, surge uma imensa discussão sobre o resultado das rodadas. Foram bons ou

ruins? Como se se tratasse de um simples resultado de um teste, desvinculado das suas condições de contorno: o cenário mundial da indústria.

Há décadas convive-se com a oscilação dos preços do petróleo no Brasil onde, além das variações da *commodity*, não controladas, ainda se agregam volatilidades adicionais de um país emergente: mudanças de moeda, variações cambiais constantes, ganhos e perdas de *investment grade*, com consequências no custo dos investimentos, entre outros fatores. Nesse cenário se desenvolveram as primeiras descobertas de óleo cru no estado da Bahia, no norte e nordeste em geral, na bacia de Campos, na bacia do Espírito Santo, até chegar ao pré-sal.

Pode-se dizer que o Brasil conviveu, nas últimas décadas, muito mais com preços baixos do que com preços altos da *commodity*. Perpassaram-se o Cruzeiro, o Cruzeiro novo, o Cruzado, o Real. E apesar disso, a produção do país sempre foi crescente, assim como ainda é crescente hoje (Figura 1).

Figura 1: Produção de petróleo no Brasil vis-a-vis evolução do preço do petróleo



Fonte: ANP e BP Statistical Review

A transição recente, dos altos para os baixos preços do petróleo, alterou os lucros e a disponibilidade de caixa das empresas, fazendo-as postergar e até cancelar projetos antes de interesse. Também levou reguladores a ajustar as regras para apoiar as atividades de exploração e produção (E&P). Nenhuma novidade, empresas de petróleo, seus fornecedores e também governos se ajustam ao patamar de preços das *commodities* desde sempre.

A exploração se reduziu no mundo? Nenhuma novidade! Investiu-se menos em pesquisa e desenvolvimento? Não foi a primeira vez. A novidade desse momento no Brasil são, na verdade, duas: i) a maturidade de diversos ativos importantes, tanto em terra quanto no mar, aí incluídos projetos de grande porte, que acontecem par e passo com o desenvolvimento de um imenso novo play como o pré-sal, e (ii) a determinação da Petrobras de desinvestir, em prol de um gerenciamento mais eficiente de seu portfólio de projetos.

Entretanto, não é possível se chegar a uma real abertura de mercado contando com a participação de apenas pouco mais de meia dúzia de grandes empresas internacionais. Ainda mais quando elas buscam associação e operação com a Petrobras, que hoje detém uma carteira de

projetos de potencial inigualável. Não parece impossível concluir que projetos novos a serem operados pela Petrobras entrarão na fila, depois dos da Cessão Onerosa e do seu excedente. Se isso se confirmar, pela ordem dos volumes definidos pela Resolução CNPE n. 1/2014, ter-se-á reservas similares as reservas provadas do Brasil para acontecerem antes de qualquer projeto *greenfield*.

Entretanto, para se poder dizer, efetivamente, que o Brasil é maior que a Petrobras (e hoje não resta dúvida de que o é), deve-se contar com diversas pequenas, médias e grandes empresas, e, principalmente, com produção mais pulverizada (hoje 94% da produção do Brasil é operada pela Petrobras¹). Pequenas empresas devem poder se tornar médias, médias se tornarem grandes. E porque não também grandes se tornarem médias e médias virem a ser pequenas? É isso o que oxigena o mercado e gera a competição. E também é assim que se oxigena a indústria petroleira e para-petroleira.

Se assim for, aí sim vão haver oportunidades para adequar o porte de projetos ao porte das empresas que se busca fomentar e, a partir daí o mercado pode fazer a sua parte. Sozinho? Claro que não! Com o auxílio de regras e direcionamentos reguladores.

¹ ANP, 2017

Intervenção? Claro que não! Políticas de governo são feitas para controlar externalidades e gerar efeitos anticíclicos entre outras questões. Existe maior externalidade que um monopólio real de fato e extinto de direito? Existe maior ação anticíclica do que o apoio governamental em época de recessão? Dessa forma, esse texto visa contribuir com a discussão de como a regulação pode suportar a resiliência do segmento *upstream*, inclusive pela ótica do mercado.

A resiliência do setor petróleo, no mundo, anda de mãos dadas com ações governamentais. Recentemente, quando os Estados Unidos passaram a ter petróleo para exportar, o governo foi ágil para suspender o embargo às exportações de cru. Quando as exportações da Rússia foram afetadas pelos baixos preços do petróleo, o governo russo alterou o imposto de exportação. Quando a produção de petróleo do Reino Unido decresceu, tributos foram reduzidos e uma série de ações coordenadas foram levadas a termo pela reguladora *Oil and Gas Authority* (OGA).

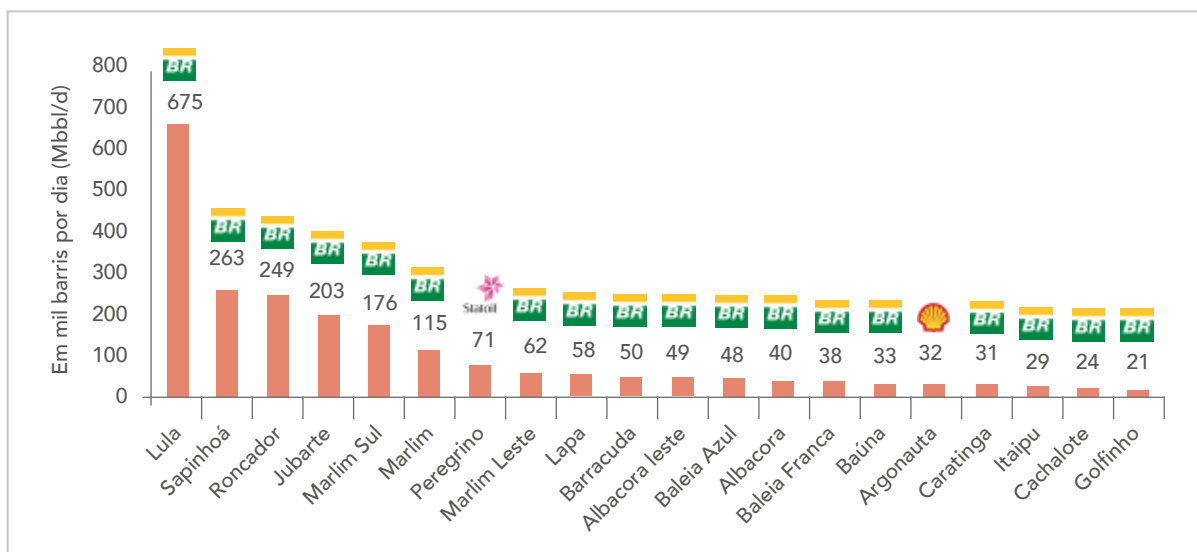
E o Brasil? O que de fato vai fomentar? Os mais de 400 campos de petróleo do Brasil produziram, em agosto de 2017, 2.576 Mbbbl/d de petróleo cru e 112 MMm³/d de gás natural. Desse total, apenas 5% foi produzido em terra, onde a Petrobras continua sendo o principal player, enquanto apenas o campo de Lula, que produz no pré-sal, produz 26% da produção nacional². Para os

investidores, interessados em operar campos em terra, foi cedido o espaço de 4% da produção em terra, ou seja, 0,2% da produção nacional, ao longo dos últimos 20 anos. Isso é abrir mercado? É justo com os investidores? É justo com a Petrobras?

Essa discussão, que está posta desde 1998, agora se estende a campos marítimos. Com a produção do pré-sal alavancando a produção nacional, muitas vezes passa despercebido o declínio da produção do pós-sal. Não se percebe, por exemplo, que no final de 2014, quando o Brasil produzia quase 2,5 milhões de barris por dia, o pré-sal produzia apenas cerca de 700.000 barris por dia. E que isso quer dizer que a produção restante, cerca de 1,8 milhão de barris por dia) era oriunda principalmente do pós-sal. E que, depois disso, tivemos que acrescentar outros cerca de 700.000 barris por dia de lá para cá, para compensar o declínio do pós-sal e aumentar a produção do país em apenas cerca de 200.000 barris por dia.

Campos marítimos em águas rasas têm produção declinante. Campos gigantes da bacia de Campos também. Dos 2.576.000 barris por dia produzidos em agosto último, 65% vieram de apenas 6 campos marítimos (Figura 2)³. O que fazer com campos grandes ou gigantes como Albacora, Albacora Leste, Marlim Leste, Barracuda dentre outros, hoje com produção francamente declinante

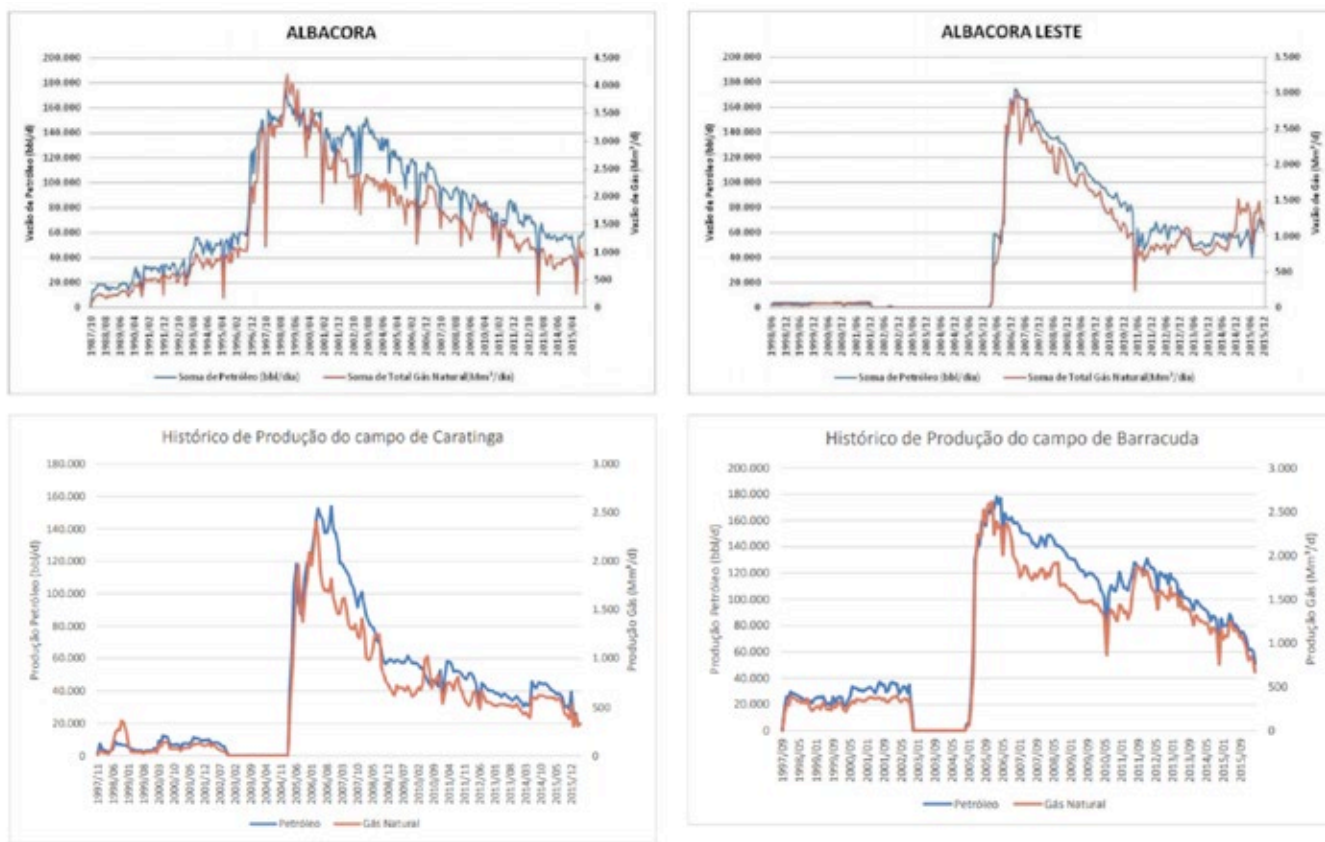
Figura 2: Os 20 campos que mais produziram petróleo cru em agosto de 2017.



Fonte: ANP

² Idem
³ ANP, 2017

Figura 3: Produção de 4 grandes campos da bacia de Campos



Fonte: ANP

(Figura 3)? Postergar o rejuvenescimento desses campos? Abrir mão desses recursos para o desenvolvimento do país? Essa é uma discussão de valor inestimável, assumida pela ANP.

No âmbito dessa discussão, é sabido que a resiliência da indústria do petróleo não é apenas papel das companhias de petróleo, mas também dos governos e da sociedade como um todo. Isso porque os mesmos governos e sociedades que compartilham benefícios e lucros quando os preços do petróleo são altos, também precisam compartilhar seus riscos no pior momento, principalmente quando se tratam de concessões em avançado estágio de maturidade.

Em um mundo competitivo, espera-se que os governos tenham a intenção de obter mais dos contratos de Exploração e Produção de petróleo e gás em períodos

de preço do petróleo mais altos. E que sejam ágeis para fomentar essas mesmas atividades em épocas de preços mais baixos, garantindo a perenidade dos ativos.

Um bom exemplo do que estamos falando é o setor britânico do Mar do Norte, uma das províncias offshore mais ativas no mundo. Desde 1973 até hoje, o Reino Unido alterou seu *government take* cerca de 20 vezes⁴, para se ajustar as condições correntes do mercado. Mas o que pensam as companhias, a respeito dos ambientes regulatórios mundo afora?

No início desse ano de 2017, entrevistei 18 agentes de mercado atuantes no Brasil e no exterior. Foram entrevistas realizadas parte no Brasil, parte fora do país. Dentre eles haviam petroleiras, prestadoras de serviço e investidores. O objetivo foi a comparação da atratividade das atividades de E&P em 10 países produtores de petróleo.

⁴ Johnston, D. (2008). Changing fiscal landscape. *The Journal of World Energy Law & Business*, 1(1), 31-54.

Os países foram escolhidos considerando os maiores produtores de petróleo onde existem (1) mercado aberto, (2) exploração e produção de petróleo e gás no mar, (3) ofertas públicas para contratação de E&P de O&G.

Os países selecionados para esta pesquisa foram na África: Angola e Nigéria; na Europa: Noruega, Reino Unido e Federação Russa; na América do Norte: Canadá, México e EUA e na América do Sul: Brasil e Colômbia.

A OPINIÃO DO “MERCADO”

Os temas tratados incluíram países em que operam, principais investimentos / desinvestimentos no período 2014/2016, riscos envolvidos na operação em cada país, carga fiscal, disponibilidade de infraestrutura, recursos humanos, acesso a novas áreas para explorar e produzir, processos de disponibilização de áreas para E&P, burocracia, acesso a quem estabelece as regras (governo e reguladores) e inserção tecnológica. As entrevistas foram anônimas. Não foi possível realizar tratamento estatístico, porém o resultado da pesquisa foi resumido abaixo.

i) *Portfolio de projetos*

A primeira questão que apareceu nas entrevistas foram as oportunidades não convencionais dos EUA. Nesse quesito foi ressaltada a grande quantidade de dados e informações que permitem bom conhecimento geológico das áreas, a grande extensão dos *plays* não convencionais, o baixo investimento para perfurar um poço e o ciclo rápido de investimentos, que permite flexibilidade de investimentos (CAPEX) para acompanhamento das tendências dos preços do petróleo. Enfim, foi ressaltado o baixo risco de explorar e produzir em *plays* não convencionais nos EUA.

Não convencionais à parte, projetos no mar também foram mencionados, principalmente os do Golfo do México (GOM) e do Brasil. Investidores alertaram para a seleção de projetos, em geral preferindo aqueles constantes do primeiro quartil da carteira de projetos das companhias. Dessa forma, projetos de águas profundas foram considerados projetos geradores de caixa, enquanto os projetos não convencionais dos EUA foram destacados como tendo flexibilidade CAPEX e rápido retorno dos investimentos.

ii) *Carteiras de projetos das empresas*

As petroleiras em geral informaram terem reduzido seu portfólio, priorizando os projetos de desenvolvimento mais eficientes. A busca tem sido por projetos de menor risco e possibilidade de escala e crescimento local (possibilidade de contar com um “pipeline de projetos” para reduzir os riscos).

iii) *Potencial geológico*

Em termos de potencial geológico, as oportunidades exploratórias dos *plays* não convencionais americanos e das águas profundas no Brasil foram as mais mencionadas. Também houve menção a oportunidades no Golfo de México, Angola e Nigéria, embora essas tenham sido menos alardeadas.

iv) *Licitações para contratação de E&P*

Em geral, previsibilidade e processos de licitação transparentes foram considerados como vantagem competitiva do país que os detém. Dentre os países que mais atraem atenção nesse quesito encontram-se os EUA, Brasil, Colômbia e México. Por outro lado, os convites, ou as negociações diretas, como forma de contratar empresas de petróleo para explorar e produzir petróleo e gás, foram considerados desvantagens competitivas de um país ou de uma companhia. A operação única Petrobras no pré-sal, hoje já superada, também foi vista como uma restrição ao investimento.

v) *Segurança operacional e meio-ambiente*

As empresas em geral se enxergam como detentoras de procedimentos de alto padrão de segurança. Para elas, a questão mais importante é a existência de procedimentos transparentes, estáveis e menos burocráticos. Burocracia estaria associada a alto custo de operação. Além disso, os EUA e o México foram mencionados como detentores de procedimentos ambientais rigorosos, mas transparentes. O Reino Unido e a Noruega também foram mencionados como tendo regras rígidas. Brasil e Colômbia apareceram como tendo regras rigorosas para a queima de gás.

No caso das licenças de segurança e meio-ambiente, foram ressaltados os riscos associados ao atraso das licenças causado pela burocracia (que adia/reduz o retorno dos projetos) e / ou mesmo a possibilidade de não se obter uma licença após a aquisição de uma área via licitação pública.

vii) Infraestrutura e incentivos governamentais

Nestes itens, o Reino Unido, a Noruega, o Canadá e os EUA foram considerados como benchmarkings. Embora a Federação Russa seja reconhecida como tendo muita infraestrutura, o menor número de empresas, dentre as entrevistadas, que lá atuavam, fez que ela fosse menos mencionada. Além desses, Brasil, México e Colômbia foram mencionados em uma posição intermediária, e Angola e Nigéria ressaltados como os países em que há menos infraestrutura. O governo norueguês foi constantemente mencionado como sendo muito solidário.

viii) Interações com os reguladores

Ao serem questionadas, as empresas mencionaram o Reino Unido, a Noruega, os EUA, o Canadá e o México como países mais abertos; o Brasil e a Colômbia como em uma posição intermediária e Angola, a Nigéria e a Federação Russa como onde eles têm menos acesso aos reguladores.

Neste ponto, os fornecedores mencionaram que, embora tenham um papel fundamental na geração de empregos e renda, eles não têm acesso suficiente aos reguladores, pois em geral o contato com o Estado é feito através dos operadores, já que eles são os detentores do contato.

ix) Inserção tecnológica

As empresas entenderam que, em um cenário de altos preços de petróleo, petroleiras podem investir para desenvolver fornecedores. E que em um cenário de preços mais baixos, são os fornecedores que devem investir para oferecer melhores condições para seus empreiteiros. Essa instabilidade, no entanto, impõe riscos para a geração de novas tecnologias, uma vez que a inserção tecnológica é feita com base em parcerias de longo prazo. Para os prestadores de serviço, a tecnologia é a questão mais importante. A existência de incentivos à inserção tecnológica pode reduzir seus riscos. Eles também mencionaram que desenvolvimento tecnológico leva tempo e não se faz sem uma política bem planejada, baseada em processos de longo prazo.

x) Complexidade burocrática

O Reino Unido, a Noruega, o Canadá e os EUA foram destacados como os lugares mais fáceis para lidar com as obrigações legais. Os EUA foram mencionados como o local mais fácil de fazer negócios. O Reino Unido, a Noruega, o

Canadá e os EUA também foram mencionados como lugares fáceis para importar bens e serviços úteis para atividades de E & P. Em outras palavras, nestes aspectos, o Reino Unido, a Noruega, o Canadá e os EUA foram considerados como tendo os menores custos burocráticos.

Segundo essas empresas, o Brasil tem uma política fiscal complexa e uma política de conteúdo local que aumenta os riscos dos projetos (O Brasil anunciou redução nos requisitos de conteúdo local em abril de 2017).

A política de conteúdo local também foi considerada como um aumento dos riscos do negócio em Angola e na Nigéria.

Em relação ao Conteúdo Local, os fornecedores mencionaram que a existência de um grande mercado (escala) é questão chave para haver um suprimento local. Para eles, o tamanho dos mercados dos EUA e da Federação da Rússia é uma das principais razões para haver oferta local nesses países. Quando o mercado local não é suficientemente grande e perene, as empresas devem se valer de outros mercados para assegurar a escala adequada para fornecer. Em princípio, essa seria a forma de tornar os investimentos menos onerosos e menos arriscados.

xi) Carga Fiscal

Em geral, as empresas mencionaram que, se estão no país, é porque a carga fiscal é aceitável. No entanto entendem que os contratos de partilha de produção, com tributos progressivos, não geram incentivos para redução de custos.

Além disso, se manifestaram mencionando a regressividade da tributação em contratos todo tipo "royalties mais taxas", que teria se tornado um empecilho para oportunidades exploratórias mais arriscadas e/ou para oportunidades exploratórias e/ou de desenvolvimento menores ou mais maduras. Para elas, em alguns casos, a regressividade dos royalties pode ser a causa da eliminação de alguns projetos de produção / desenvolvimento. Perguntadas sobre esta questão, as empresas responderam que a redução de royalties, ou qualquer forma de compensar efeito regressivo dele, poderia ser um incentivo para atrair novos investimentos. A anulação desse efeito regressivo teria o condão de proteger o caixa das empresas nos piores momentos, o que sem dúvida reduziria os riscos de negócio.

O RESULTADO DAS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP

Há que se reconhecer o esforço do governo federal e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em estabelecer um calendário de rodadas, além de condições favoráveis, para a atração de novos investimentos.

O estabelecimento de um calendário de rodadas de licitação trouxe a previsibilidade desejada pelo mercado. Alterações contratuais fazendo que a fase exploratória tenha apenas um período, flexibilizam a necessidade de investimento ao longo do tempo. Áreas maiores com menores alíquotas de *royalties* reduzem o risco de novas fronteiras. Flexibilização de exigências de conteúdo local também reduzem riscos de investimento. A flexibilização da operação única da Petrobras no pré-sal amplia a competitividade.

Interessante, porém, observar que o resultado das licitações realizadas pela ANP no ano de 2017, juntamente com os resultados dessa “consulta” ao mercado, dá uma boa noção de prioridade às diversas medidas tomadas e mencionadas acima.

Dos 287 blocos licitados sob regime de concessão, em setembro último, na 14ª rodada de licitações da ANP, poucos foram arrematados em áreas de maior risco exploratório, ainda que com carga fiscal e conteúdo local reduzidos. No entanto, 6 blocos em que haviam boa quantidade e qualidade de dados sísmicos 3D e oportunidades exploratórias mapeadas e expostas ao mercado, pela ANP, no pré-sal, foram arrematadas por pouco mais de US\$ 1 bilhão. E com operação Petrobras, mesmo que isso não tenha sido uma exigência para contratação!

No mês de outubro ocorreu fato semelhante no leilão do pré-sal. Áreas detentoras de bons dados sísmicos, de grande extensão, com oportunidades previamente identificadas pela ANP, foram adquiridas com ágios significativos. Quase todas com operação Petrobras!

Enfim, apesar das apreensões relativas à evolução do preço do petróleo e dos esforços das empresas para garantir um

portfólio de projetos saudável no atual patamar de preços do petróleo, o “mercado” chancelou, mais uma vez, a atratividade do pré-sal brasileiro e a operação Petrobras. Essa parece ter sido a grande mensagem recebida dos resultados das licitações de E&P de 2017.

Esperemos, agora, que as áreas ora contratadas possam dar resultados tempestivos para o país! Mas e até lá...?

O AQUI E AGORA

Não há dúvida de que as oportunidades exploratórias de um país continental como o Brasil são imensas. Não é à toa que o país e o pré-sal ganharam repercussão internacional⁵. Não há dúvida de que o país tem futuro promissor nesse quesito. O que se pergunta é: passado o frenesi com os resultados das rodadas, uma vez garantido o otimismo com o futuro de daqui a quase 10 anos, o que fazer para fomentar o país amanhã, depois de amanhã, até que se chegue a esse futuro brilhante?

Não há dúvida, também, de que o Governo Brasileiro tem feito seu dever de casa, com a busca de um portfólio maior de *plays* a ser ofertado e da garantia de algum nível de previsibilidade para as rodadas de licitações dos próximos anos. Além disso, estão surgindo novas oportunidades com os desinvestimentos da Petrobras.

No entanto, não se pode esquecer que investimentos para atenuar o declínio de produção em campos maduros, inclusive gigantes da Bacia de Campos, são essenciais hoje, como oportunidade de novos mercados, tanto para petroleiras quanto para prestadores de serviço.

É de conhecimento geral que a postergação de projetos, por razões diversas, impacta o valor presente líquido (VPL) desses projetos de forma bastante incisiva⁶. Tempo é dinheiro! Projetos devem cumprir prazos! Essa dúvida não resta a ninguém, a não ser quando se postergam investimentos em campos maduros, como por exemplo na Bacia de Campos (por limitação de recursos).

Dessa forma, para que o país não sofra com a perda de mais oportunidades de negócio, em tempos de tão

⁵ <https://www.petronoticias.com.br/archives/105219>

⁶ A postergação de 1 ano de um projeto com valor presente líquido de US\$ 1 bilhão significa a perda de cerca de US\$ 70 milhões, se considerado o valor do cupom de títulos com vencimento em 2027, da captação de abril desse ano feita pela Petrobras (7,375% aa).

grave crise econômica, será que já não estaria na hora de ceder participação e/ou operação nesses campos, para antecipar a produção de óleo e gás? Será que um movimento como esse em Albacora, Albacora Leste, Marlim Leste e Barracuda não teria o condão de aumentar o VPL de projetos hoje menos rentáveis, que dificilmente vão competir com os cerca de 15 bilhões de barris de óleo novo, existente nos campos da cessão onerosa?

Não há dúvida de que essa é uma discussão que deve se aprofundar no país, e de que caberá, aos formuladores de política, discutir os benefícios de uma ação desse tipo, tanto para o país como para a Petrobras! Parece um ganha-ganha! Mais valor para uma carteira de projetos de uma empresa que tem compromisso com seus acionistas e, ao mesmo tempo, mais investimentos, mais emprego e renda para os brasileiros! Onde isso poderia dar errado?

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.



Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando atuava como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras.

Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras.

Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.

Este texto foi extraído do Boletim de Conjuntura do Setor Energético - Novembro/2017.

Veja a publicação completa no nosso site: fgvenergia.fgv.br

Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.

⁷ <https://exame.abril.com.br/economia/anp-confirma-reservas-de-petroleo-no-excedente-da-cessao-onerosa/>



fgv.br/energia

