



CADERNO OPINIÃO

# O PROGRAMA REATE E A DESMISTIFICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO BRASIL

AUTORAS

Fernanda Delgado e Júlia Febraro

**janeiro.2018**



---

## 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

### COORDENADORA DE PESQUISA

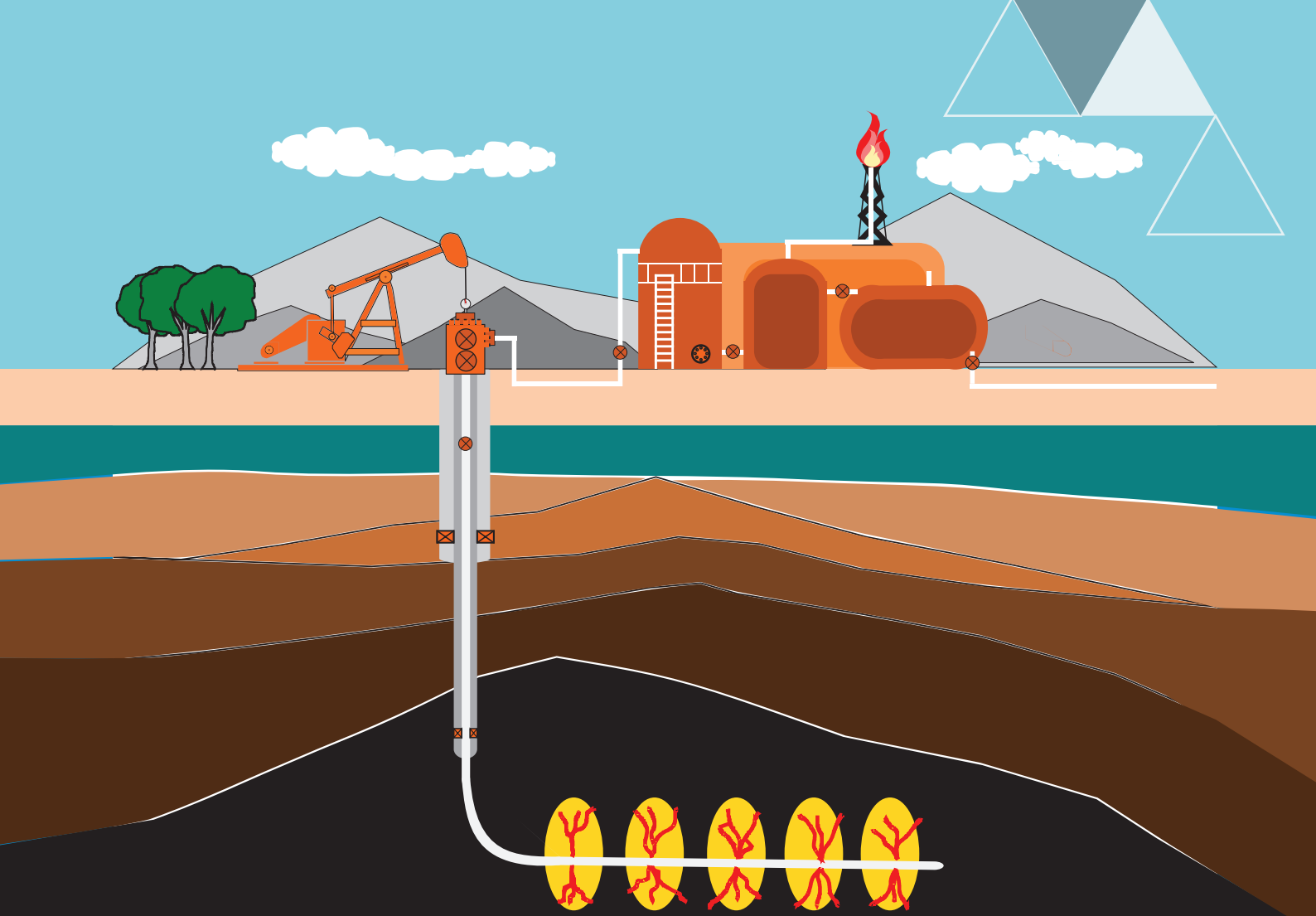
Fernanda Delgado

### PESQUISADORES

André Lawson Pedral Sampaio  
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

# O PROGRAMA REATE E A DESMISTIFICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO BRASIL:

Fernanda Delgado, Júlia Febraro

### 1. O Programa REATE

O Programa REATE, Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, lançado em janeiro de 2017, tem como objetivos estratégicos revitalizar e estimular, assim como aumentar a competitividade da indústria petrolífera neste ambiente. Apesar de o Brasil possuir considerável potencial onshore, estas áreas das bacias são ainda pouco exploradas. Além disso, muito se explica essa falta de investimentos no *onshore* pela opção brasileira de exploração em águas profundas e ultra profundas a partir dos anos 90. Após 20 anos de produção, em média, grande parte dos hidrocarbonetos permanece nos reservatórios de um campo, mesmo após o uso de métodos de recuperação secundários e terciários.

Além da questão do fator de recuperação dos campos maduros, as características técnicas do segmento *onshore* costumam levar a margens de retorno menores e, mesmo em escalas menores, necessariamente, requerem maior controle dos

custos operacionais. Consequentemente, tais *plays* acabam por não despertar o interesse de empresas grandes, que não vêm vantagens em explorar áreas com reservatórios algumas vezes menores que, em sua maioria, encontram-se em declínio de produção. Esse segmento apresenta, portanto, um alto potencial a ser explorado por empresas de pequeno porte e, assim, proporcionar o desenvolvimento de indústrias regionais, como nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, por exemplo, movimentando a economia de municípios e estados produtores. Vale reforçar que em termos de desenvolvimento local, geração de empregos e renda, as externalidades geradas pelos pequenos produtores são bastante significativas.

Se observados os casos de países vizinhos, Colômbia, Argentina e Equador apresentam maiores volumes de produção *onshore* do que o Brasil (FGV ENERGIA, 2017). Nesse sentido, viu-se a necessidade do lançamento do programa REATE, a partir do qual o governo prevê que a produção terrestre brasileira de óleo e gás seja mais do que triplicada até 2030, passando para 500 mil barris/dia. Esse programa se encontra em fase de compilação das contribuições recebidas em consulta pública, pelo Grupo de Trabalho encarregado, composto por membros da ANP, do MME e da EPE, e será avaliado na próxima reunião do CNPE em dezembro de 2017. O diagnóstico inicial do Programa visando o atingimento dos objetivos propostos perpassa ações que endereçam:

- Reverter a tendência de declínio da produção *onshore* (genuína preocupação com a atração de pequenos operadores);
- Aumentar a extensão da vida útil dos campos, trazendo à discussão temas como a vazão de abandono, redução (ou até mesmo isenção) do percentual de royalties;
- Aumentar a produção de gás natural (inclusive da possibilidade de estímulo hidráulico para recursos não convencionais);
- Aumentar a atratividade/ competitividade das rodadas para campos *onshore*;
- Aprimorar o ambiente de negócios, principalmente pensando-se uma saída ao monopólio de comercialização do óleo e do gás natural, hoje feito pela Petrobras.

Dentre as importantes sinergias que podem contribuir para o sucesso do REATE está o Projeto Topázio, de desinvestimentos da Petrobras. No atual contexto da indústria, a estatal tem estado mais voltada para as oportunidades dentro do polígono do pré-sal, que apresentam maiores retornos (IBP/UFRJ, 2017). Nesse sentido, a política de desinvestimentos é um fator decisivo da retomada dos investimentos em todo o setor de óleo e gás, ao abrir a possibilidade para que outros atores invistam em ativos existentes, como é o caso do segmento *onshore*. O Projeto Topázio prevê a venda de 104 campos terrestres com produção de 35 mil barris/dia de petróleo. Estes campos, considerados maduros, têm sua viabilidade de operação relacionada à redução de custos e, por sua vez, não são atrativos economicamente para a estatal. Essas áreas se mostram atrativas para empresas de pequeno e médio porte, já que seus custos podem ser mais facilmente moldados para cada tipo de operação.

Adicionalmente, o estabelecimento de um novo calendário de leilões é uma das mudanças regulatórias que tem contribuído para que os investidores tenham uma percepção mais positiva quanto à atratividade do país e que ajudará o REATE a alcançar êxito. Nos últimos meses (setembro e outubro de 2017) foi realizada a 14ª Rodada de licitações de áreas de exploração, onde foram ofertados blocos em terra de 6 bacias nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste do país. Para além desta, 2ª e 3ª Rodadas de áreas do pré-sal ocorreram em outubro, e em maio deste ano foi realizada a 4ª rodada de acumulações marginais, com 9 áreas em 3 bacias sedimentares e 2 regiões. Mais de 80% das áreas licitadas na rodada de maio foram arrematadas por empresas de pequeno e médio porte que se comprometeram a realizar investimentos de revitalização das áreas na ordem de R\$ 10 milhões.

Dessa forma, esse artigo pretende discutir, mesmo que brevemente, a importância da reativação do ambiente *onshore* no Brasil, que por sua vez abre a discussão para a utilização de técnicas de fraturamento hidráulico no país. Entende-se que o aproveitamento de recursos não convencionais<sup>1</sup> pode contribuir fortemente para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias maduras, assim como para o aumento da oferta de

energia e a conseqüente distribuição de emprego e renda. Por um lado, entende-se que a produção de gás de fontes não convencionais quando feita corretamente, pode trazer benefícios abrangentes, incluindo o aprimoramento da segurança energética, preços mais baixos do gás natural, uma pegada ambiental mais limpa do que alguns outros combustíveis fósseis e desenvolvimento econômico. Por outro lado, quando feito de forma incorreta e desregulada, pode ser propenso a acidentes e vazamentos e contribuir para a degradação ambiental. Isso significa que “a fraturação hidráulica e a perfuração horizontal de gás de folhelho é repleta de contensão”, e que “o debate acalorado contínuo quanto aos benefícios econômicos e energéticos associados à extração de gás de folhelho valem o potencial ambiental” (SOVACOOOL, 2014).

## 2. O fraturamento e seu potencial

Tendo em vista esse novo cenário de reativação de campos terrestres, o debate acerca da utilização das técnicas de fraturamento, ou estimulação hidráulica, poderá retornar no Brasil. O motivo é o fato de que o processo, também chamado de hidrofraturamento ou *fracking*, é uma técnica geralmente usada em campos novos ou em campos que já atingiram seu pico de produção ou possuem baixa permeabilidade, apresentando baixo fator de recuperação, como no caso do Recôncavo.

O fraturamento hidráulico consiste em injetar uma mistura de água, areia e produtos químicos em alta pressão através de uma perfuração até a camada de folhelhos. Este procedimento amplia as fissuras na rocha e liberta o gás aprisionado, que flui mais facilmente para a superfície e pode então ser recolhido. O caminho natural das tecnologias de extração de

óleo e gás tende a levar ao *fracking*, pois esta tem se mostrado economicamente promissora - tendo como exemplo o caso de sucesso dos Estados Unidos – além de possuir um tempo de desenvolvimento menor<sup>2</sup>.

O gás natural possui uma variedade de misturas de hidrocarbonetos em vários ambientes geológicos. O que os engenheiros chamam de “gás úmido” tem uma proporção maior de moléculas mais pesadas como etano, propano, butano e pentano e se encontram em estado líquido. Já o “gás seco” vem em estado gasoso e (no mercado atual) obtém um preço mais baixo. A maioria dos gases “úmidos” e “secos” vem de reservatórios bem definidos com altas taxas de permeabilidade. “Gás não-convencional” refere-se a seis tipos de *plays* de baixa permeabilidade como os arenitos fechados (*tight gas*) e folhelhos (*shale gas* e *shale oil*), camadas de carvão (*coal-bed methane*) e hidratos de gás (metano na forma de um sólido cristalino que pode ser encontrado em sedimentos marinhos ou em camadas de gelo permanente).

*Shale gas* portanto, refere-se ao gás natural extraído de rochas porosas que mantêm o combustível em reservatórios característicos (SOVACOOOL, 2014). Embora a tecnologia da produção de *shale gas* esteja em contínuo incremento, Ridley (1983) observa que o processo envolve pelo menos sete etapas elementares: exploração sísmica, posicionamento de plataforma, perfuração vertical, perfuração horizontal, fraturamento hidráulico, sustentação da produção e disposição de resíduos.

Segundo ainda SOVACOOOL (2014), as etapas mais importantes e novas desse processo são a fraturação hidráulica e a perfuração horizontal. A característica chave

<sup>1</sup> O termo gás não convencional foi utilizado inicialmente nos EUA em meados da década de 1970 para classificar os recursos economicamente não viáveis de ser explorados ou mesmo aqueles recursos com retornos econômicos marginais. Com a adoção do *Natural Gas Policy Act*, em 1978, o conceito gás não-convencional começou a se difundir a partir da política do governo norte-americano de estímulo as fontes “alternativas” de energia. Recentemente, a classificação convencional ou não-convencional deixou de ser guiada por aspectos econômicos e passou a ser dirigida pelas diferenças geológicas dos reservatórios. Nesse contexto, passaram a classificar como recursos convencionais aquelas acumulações de gás em rochas reservatórios de elevada porosidade e permeabilidade com presença de trapas estruturais e estratigráficas. Em contraponto, os recursos não convencionais passaram a ser entendidos como aqueles cuja formação dos reservatórios independe de armadilhas estruturais ou estratigráficas (Almeida e Colomer, 2013).

<sup>2</sup> Outra diferença em relação às fontes convencionais encontra-se na curva de produção. Segundo EIA (2011), a taxa de declínio da produção de gás de folhelho no primeiro ano é de cerca de 75%. Isso significa que cerca 36% dos recursos disponíveis em formações não convencionais de folhelho são explorados no ano 1, valor esse que atinge 73% no quinto ano (Almeida e Colomer, 2015).

que distingue o gás de *shale* do gás convencional é que ele não flui naturalmente para um poço. Para tal, deve-se aumentar artificialmente sua permeabilidade, por meio do fraturamento, que envolve a perfuração, muitas vezes em grande profundidade, e o posterior bombeamento de água e produtos químicos em alta pressão, liberando o gás natural que flui de volta (juntamente com os fluidos de perfuração). Dependendo do tamanho do poço e de sua profundidade, o processo envolve a injeção de milhões de galões de água.

Vale destacar que os geólogos já sabem da existência de gás em folhelhos<sup>3</sup> há mais de um século nos EUA, mas este era considerado difícil de extrair a um custo razoável. O avanço tecnológico e a expansão da atividade reverteram a queda na produção de óleo e gás nos EUA, até então baseada em recursos convencionais. A combinação de se fraturar em vários estágios e a perfuração horizontal, bem como a redução dos custos em função da escala, levou à “revolução do shale gas

norte-americano”. Adicionalmente, o sucesso americano teve como base o significativo conhecimento das bacias sedimentares e a malha de gasodutos existentes, além da peculiaridade relacionada à propriedade do subsolo (PROMINP, 2016).

À parte todo potencial norte americano, há um grande potencial *onshore* no Brasil ainda a ser explorado. Mesmo que o fenômeno americano não seja de fácil replicação em outras regiões, as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas (Figura 1) já possuem dados geológicos suficientes para se avaliar o potencial de gás e óleo de *shale*: as três bacias possuem reservas tecnicamente recuperáveis estimadas em 245 trilhões de pés cúbicos de gás e 5,4 bilhões de barris de óleo (EIA, 2015)<sup>4</sup>. Em 2013, o Brasil ocupava o 9º lugar mundial de reservas de gás não-convencional, de acordo com estimativas da EIA. Porém, ainda são muitas as bacias terrestres que carecem de dados geológicos e geofísicos para que sejam identificadas com maior precisão os recursos nacionais.

Figura 1: Bacias prospectivas de shale no Brasil



Fonte: EIA, ARI, 2013

<sup>3</sup> Os folhelhos são rochas que possuem grãos de tamanho argila. É importante economicamente, por exemplo, o folhelho oleígeno que é uma fonte potencial de hidrocarbonetos. O folhelho é um importante isolador (rocha selante), que retém o petróleo na rocha reservatária impedindo o fenômeno da exudação (escape do petróleo para a superfície) (UNESP, 1980).  
<sup>4</sup> Estudos preliminares do PNE apontam a possibilidade de produção de até 156 TCF (PROMINP, 2016).

Figura 2: PRON-GAS apresentação Petrobras



Fonte: Petrobras, 2013

De olho nesse potencial, a Petrobras criou, em 2013, o programa PRON-GÁS, Programa *onshore* de Gás Natural (Figura 2) que tinha como objetivo identificar o potencial de gás natural nas bacias sedimentares terrestres brasileiras e avaliar os custos para o seu aproveitamento, a partir de uma arquitetura energética que integraria a geração termelétrica próxima às linhas de transmissão. O programa foi descontinuado pela estatal em 2015 devido à crise econômico-financeira e à queda do preço do petróleo no mercado internacional.

A Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência – SBPC, em 2013 manifestou-se pela suspensão da licitação de áreas para exploração de gás de folhelho na 12ª Rodada de Licitações, até que se aprofundassem os estudos acerca de possíveis prejuízos ambientais. Seguiu-se a recomendação do Ministério Público Federal – MPF de realização de uma avaliação ambiental estratégica para que fossem esclarecidos os riscos e impactos

ambientais relacionados à esta exploração. Seguiram-se diversas Ações do Ministério Público Federal, no Piauí, Bahia, Paraná e São Paulo, em vários casos com liminares acolhidas pela Justiça, determinando restrições aos contratos já assinados, no que se refere à exploração e produção de gás não-convencional, ou ainda à proibição de assinatura daqueles ainda não formalizados. Em todos os casos, exigiu-se a suspensão de novos procedimentos licitatórios, enquanto não se contasse com a prévia regulamentação da atividade pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - Conama e a realização de AAAS (Avaliação Ambiental de Área Sedimentar) (PROMINP, 2017).

Mesmo assim, um levantamento da Petrobras indicou um total de 12.048 operações de fraturamento hidráulico, em 5.110 poços, nas diversas bacias sedimentares brasileiras, desde a década de 1950 até fevereiro de 2016. Dados recentes compilados pela

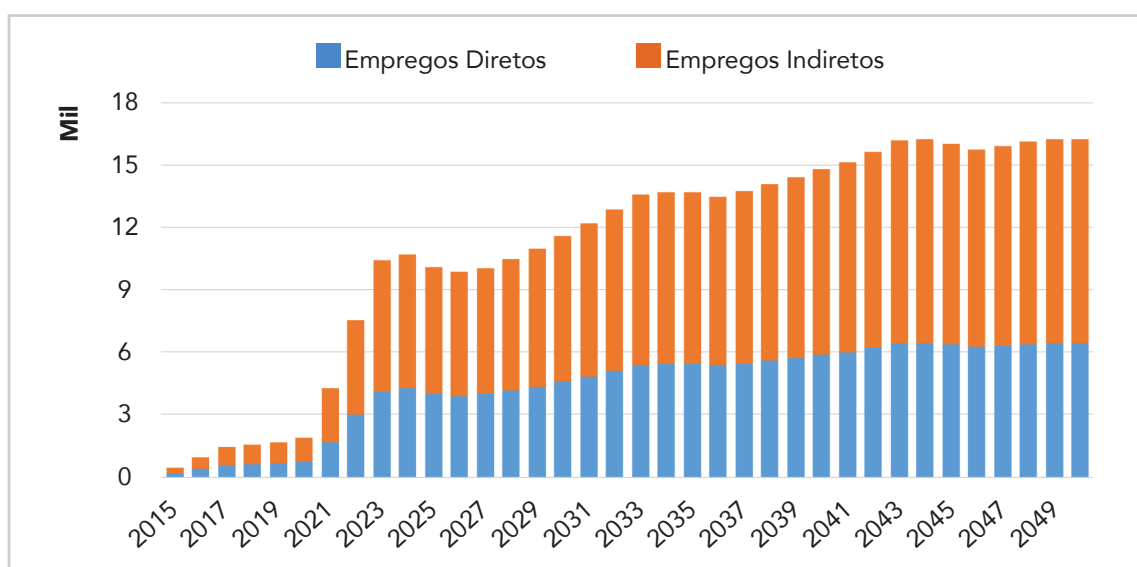


Superintendência de Exploração da ANP, acerca da realização de Teste de Formação em Poço Revestido (TFR), no período de 2011 a 2014, em 63 diferentes locações, indicaram o emprego de fraturamento hidráulico em 18 poços. Neste caso, trataram-se de reservatórios convencionais, que demandam a utilização de métodos de estimulação avançada (PROMINP, 2016).

Para além dessa discussão, a utilização de técnicas de fraturamento hidráulico no Brasil para o aproveitamento dos recursos não convencionais pode trazer consigo

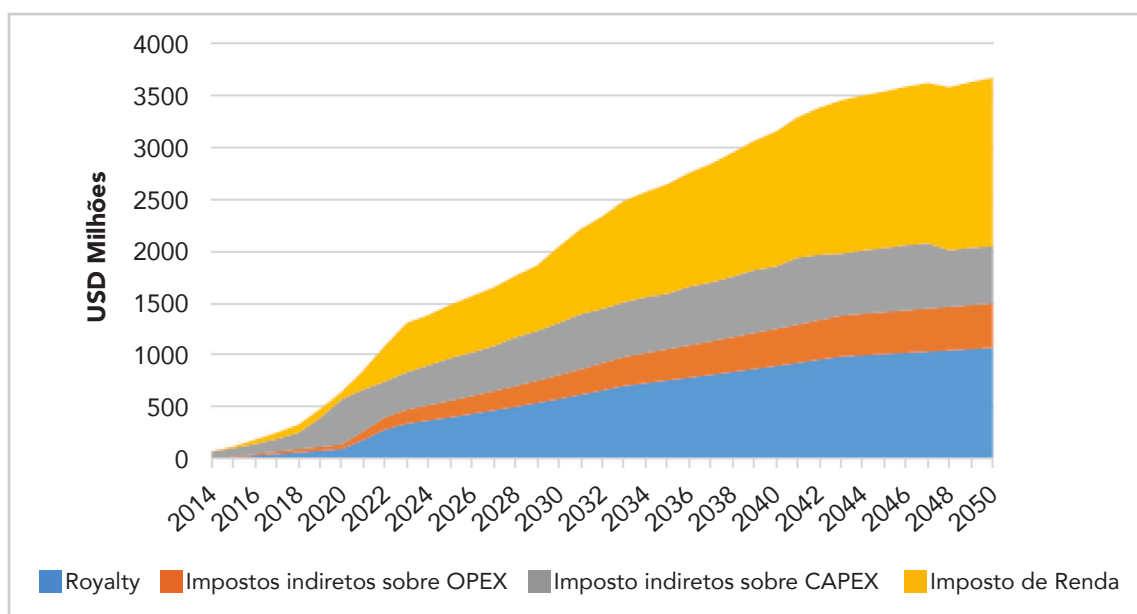
uma oferta abundante e competitiva de gás natural, que em boa medida viabilizará: novos investimentos, geração de emprego, desenvolvimento de áreas com baixa atividade econômica e arrecadação de impostos. Segundo o CNI (2016), uma oferta futura abundante e competitiva de gás natural interferirá diretamente na capacidade de competir no mercado nacional e internacional. Os benefícios econômicos e sociais podem ser demonstrados nas Figuras 3 e 4, que destacam a elevação do nível de empregos e a expectativa de arrecadação governamental associadas à atividade de exploração de gás natural em terra no país.

Figura 3: Geração de empregos diretos e indiretos, histórico e projeção, da exploração de gás onshore no Brasil



Fonte: CNI, 2015

Figura 4: Histórico e projeção de arrecadação governamental, da exploração de gás onshore no Brasil



Fonte: CNI, 2015

### 3. Desafios

Além da precariedade em pesquisas para a identificação de recursos, o país ainda enfrenta outros desafios de ordem regulatória, ambiental e de infraestrutura na exploração do ambiente *onshore*. Uma primeira questão a ser resolvida é a falta de agilidade na tomada de decisão. Os processos para obtenção de licenças ambientais, por exemplo, passam por órgãos ambientais e fiscalizadores das esferas nacionais e estaduais e são, em certa medida, morosos e pouco eficientes. Não obstante esse processo, mesmo após emitidas as licenças, outros tipos de embargos à atividade exploratória podem ser colocados<sup>5</sup>.

Do ponto de vista de Governo, o regime jurídico geral deve fornecer um sistema capaz de simultaneamente i) dar incentivos aos investidores privados para empreender e ii) capturar a maior quantidade de renda governamental possível. A tarefa desafiadora é como fornecer esses incentivos, capturar rendas e ao mesmo tempo considerar o expressivo número de incertezas - comercial, técnica, ambiental e social - que envolvem a exploração de fontes de gás não-convencionais. Para os investidores, por outro lado, os sistemas legal e fiscal precisam mostrar-se claros e estáveis o suficiente para avaliar com precisão a viabilidade financeira de um projeto. Deve ser capaz de fornecer os incentivos corretos para garantir o retorno do investidor que recompense adequadamente o risco suportado. Além disso, deve ser assegurado que não será alterado unilateralmente comprometendo a viabilidade econômica do projeto (AMORIM, 2016).

No âmbito da infraestrutura, alguns desafios se colocam para a produção de óleo e gás *onshore*. A viabilidade econômica da produção terrestre está fortemente relacionada aos segmentos de transporte, refino e distribuição. Se a produção ocorre em áreas isoladas do interior brasileiro, o custo de escoamento é elevado, este, por sua vez, acaba por inviabilizar certas descobertas. Para projetos de produção de gás, por exemplo, um importante fator distintivo é o alto custo

de transporte: “o gás entregue ao consumidor final tem custos muito maiores por unidade de energia” (STEVENS, 2010) e “muito menos flexibilidade em termos de transporte e comércio” (STEVENS, 2010), uma vez que só pode ser transportado por dutos ou sob a forma de GNL. Gasodutos são uma forma conceitualmente simples para o transporte de gás, “é essencialmente um longo tubo enterrado no leito terrestre” (McLELLAN, 1992 apud AMORIM 2016), mas a infraestrutura capital intensivo e a limitação de transporte ponto-a-ponto, acabam por exigir contratos de longo prazo para garantir um fluxo mínimo de receita por pelo menos dez anos que permita recuperar o capital investido (McLELLAN, 1992 apud AMORIM, 2016).

Dessa forma, a análise de investimentos na exploração de gás *onshore* no Brasil, e o uso (ou não) de técnicas de fraturamento, perpassam pela escolha do melhor modelo de negócios para monetizar o gás a ser produzido regionalmente nessas áreas: transporte por gasodutos para áreas consumidoras (e com uma demanda âncora em alguma medida), geração de energia elétrica (*gas to wire*) ou GNL.

À parte essa iniciativa descontinuada da Petrobras, a revitalização da exploração *onshore* reacende a necessidade de se discutir, de forma isenta e transparente, a exploração de recursos não-convencionais no Brasil. Nunca é demais mencionar como o *shale gas* ascendeu os Estados Unidos à posição de exportador de hidrocarbonetos, reduzindo drasticamente sua vulnerabilidade externa, incrementando fortemente a produção por pequenos produtores e deslocando toda geopolítica mundial do petróleo em um curto espaço de tempo. Guardadas as devidas proporções entre o mercado norte-americano e o brasileiro, como disponibilidade de fontes de financiamento, abundante mapeamento sísmico do país e agilidade do governo na tomada de decisão, faz-se mister desmistificar o fraturamento hidráulico, demonstrando as externalidades positivas possíveis.

<sup>5</sup> Nesse sentido, destaca-se o Projeto de Lei nº 6.904 de 2013, da Câmara dos Deputados, que prevê a proibição da exploração de reservatórios não-convencionais de ante-mão à existência de algum esforço exploratório nesse sentido.

#### 4. Considerações Finais

O consumo total de gás natural no Brasil aumentou fortemente nos últimos trinta anos, passando de 3,03 bilhões de m<sup>3</sup> em 1985 para 36,6 bilhões de m<sup>3</sup> em 2016. Há expectativa de aumento de 3,6% ao ano no consumo final de gás natural nas projeções até 2050 (MME, 2017). O uso do gás natural na geração de energia elétrica, em usinas termelétricas no Brasil, ocorre em complemento àquela produzida a partir de recursos renováveis, especialmente no caso da hidroeletricidade, sendo por isso uma garantia às possíveis oscilações nos níveis dos reservatórios de hidrelétricas em períodos de baixa afluência hídrica.

Isso posto, a produção de gás natural a partir de reservatórios de baixa permeabilidade fornece benefícios mensuráveis, bem como custos discerníveis. Os benefícios tangíveis incluem reservas potenciais, queda dos preços do gás natural no mercado regional, assim como taxas mais robustas de crescimento econômico, emprego e renda. Os custos tangíveis incluem a dependência de sistemas técnicos complexos propensos a vazamentos e acidentes, danos graves às comunidades, ao meio ambiente e à atmosfera quando ocorrem problemas e uma margem de lucro pouco clara quando estas externalidades negativas são levadas em consideração.

Para além destes detalhes, os custos e benefícios não são distribuídos uniformemente. Alguns benefícios e riscos, como o desenvolvimento econômico ou a contaminação da água, podem ocorrer concomitante à produção, enquanto outros, como as mudanças climáticas ou a diminuição da produção e as margens de lucro, ocorrerão no futuro. Eles também ocorrem em diferentes escalas: os danos à terra, o ar e a saúde humana associados ao *fracking* tendem a ser localizados, enquanto os danos sistêmicos relativos às mudanças climáticas são globalizados.

Adicionalmente, devido à sua complexidade, pode-se esperar que o gás não convencional tenha diferentes trajetórias de desenvolvimento em diferentes lugares do mundo. Dito de outra forma, o *boom* mundial do *shale*, se houver um, não será uniforme nem totalmente previsível. Como cada *site* de fraturamento é único, o

conjunto particular de custos e benefícios irá diferenciar em cada local, moldado por uma multiplicidade de fatores, incluindo geologia e disponibilidade de injeção, tipo e localização tecnológica, governança corporativa, regulação relacionada a descargas de resíduos e transporte, preços do gás natural e dados demográficos sociais (SOVACOOOL, 2014).

Sovacool (2014) já observou essas divergências entre a América do Norte, que tem amplamente adotado o *fracking*, e os países europeus, que são mais cautelosos. Demais autores argumentaram que a densidade populacional comparativa, restrições ambientais mais fortes e a falta de fácil acesso às redes de distribuição de gasodutos, entre outros fatores, tornam improvável que a Europa adote o *shale gas* na próxima década. Em contraste, segue o autor, à extensa rede de gasodutos existentes, a bem definida e analisada natureza das reservas, a longa história de produção de óleo e gás, a natureza pública de direitos minerais e à flexibilidade dos esquemas de royalties que criaram um ambiente altamente acessível ao fraturamento nos Estados Unidos.

Adjacente às questões técnicas e de infraestrutura, tendo em mente que uma mudança inesperada no regime fiscal pode ter um efeito de distorção sobre os números de um projeto, os investidores devem buscar um certo nível de estabilidade nos termos fiscais oferecidos ao avaliar a viabilidade do empreendimento. Esta questão também pode ser contrabalançada se a alocação de impostos for sensível à rentabilidade do projeto. Além disso, as melhorias tecnológicas e a maior disponibilidade de serviços podem diminuir os custos de produção e ajustar o impacto desse aumento nos impostos sobre a taxa de retorno do projeto. Adicionalmente, o Estado pode encorajar investimentos em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias que reduzirão os custos de perfuração (AMORIM, 2017). Assim, a produção de *shale gas* é realmente sobre escolher “um veneno”, e decidir quais são os riscos que são aceitáveis, mas nunca eliminando o próprio risco per se (SOVACOOOL, 2014).

Os impactos potenciais do desenvolvimento dos recursos petrolíferos não-convencionais, assim como as

estratégias para gestão desses impactos, devem ser considerados no contexto dos valores e preocupações das comunidades locais. Mais especificamente, o modo pelo qual residentes sejam engajados nas decisões relativas ao desenvolvimento desses recursos petrolíferos será fator determinante da sua aceitação ou rejeição. Para garantir o assentimento do público mais diretamente envolvido, serão necessárias pesquisas multidisciplinares confiáveis e a compreensão, tanto dos impactos existentes, quanto a previsão de impactos futuros, assim como a divulgação dos seus resultados aos públicos de interesse. A aceitação pública do aproveitamento desses recursos energéticos em grande escala somente será obtida pela transparência e credibilidade no monitoramento dos impactos ambientais. Tudo é uma questão de polaridade: uma comunidade pode perceber o gás de folhelho como uma oportunidade sedutora enquanto outra a vê como uma ameaça traiçoeira.

Dessa forma, o Programa REATE abre a porta para a saída da Petrobras do *onshore* e para a entrada em discussão, e mais bem a desmistificação, da exploração de recursos não convencionais por faturamento hidráulico. Ainda há muito a ser discutido e muitos autores e pareceres que devem ser estudados e analisados sobre como se dará a entrada do fraturamento hidráulico no Brasil. Entretanto, na miríade de assuntos que compõem a agenda dos *stakeholders* envolvidos, não se pode deixar de discutir:

reformas no processo de concessão de blocos exploratórios em terra, reformas no processo de licenciamento técnico, reformas no processo de licenciamento ambiental, incentivos tributários para a exploração e produção de gás em terra, incentivos específicos para o gás não-convencional, incentivos para o financiamento das atividades exploratórias *onshore*, incentivos para pequenas e médias empresas de óleo e gás, reformas na regulação downstream que facilitem monetização do gás em terra e a autorização para a execução de um projeto piloto de fraturamento em pequena escala para uma análise mais apurada dos riscos envolvidos (CNI, 2015)<sup>6</sup>.

O gás natural em terra vem sendo priorizado pelo governo brasileiro como recurso essencial de geração de energia de baixo custo para a sustentação de projetos de desenvolvimento de importância local e regional, vide os programas governamentais como o Gás para Crescer, a Nova Lei do Gás e o REATE. O gás natural, tanto convencional, quanto não-convencional, é, portanto, parte essencial das opções de política energética do País para o desenvolvimento regional, a geração de riqueza e a redução das desigualdades. O Governo Brasileiro entende que, desde que atendidas as corretas condições de prevenção e mitigação, em termos de segurança operacional, proteção da saúde humana e preservação ambiental, os recursos petrolíferos não-convencionais podem e devem ser explorados e produzidos para contribuir com a segurança energética do País (PROMINP, 2016).

---

<sup>6</sup> Importante mencionar que incentivos devem vir sempre acompanhado de sunset clauses para que sejam previsíveis e finitos.

### **Agradecimentos Especiais**

As autoras agradecem a atenção e a colaboração dos senhores Jose Mauro Coelho e Marcos Frederico Souza, da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE.

### **Referências Bibliográficas**

AFFONSO, Hugo. PROMINP / CTMA. *Workshop Técnico do Projeto MA-09. Apresentação - Requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direito de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.* 2014.

AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. 2014.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. CNI. *Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento do setor.* 2015.

COLOMER, MARCELO AND ALMEIDA EDMAR, *5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015*

FGV ENERGIA, *Boletim de Conjuntura, abril de 2017.* Disponível em: <http://fgvenergia.fgv.br/>

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/>. Acesso em: 06 de dezembro de 2017.

PETROBRAS. *Apresentação – Aula Magna. Centro de Convenções SulAmérica.* 2013

PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. PROMINP. *Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil.* 2016

RIDLEY, Mark. *The explanation of organic diversity: the comparative method and adaptations for mating.* Oxford University Press, USA, 1983.

SOVACOOOL, Benjamin K. *Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking).* *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 37, p. 249-264, 2014

STEVENS, Paul. *The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality.* Chatham House Report. 2010.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA. Disponível em: <http://www.rc.unesp.br/museudpm/rochas/sedimentares/folhelho.html>. Acesso em: 06 de dezembro de 2017.



**Fernanda Delgado.** Pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva.



**Julia Febraro.** Pesquisadora na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Experiência na área de mobilidade urbana, tendo contribuído para o projeto “Demanda por investimentos em mobilidade urbana no Brasil” do Departamento de Mobilidade Urbana do BNDES. Na FGV Energia, suas áreas de atuação são petróleo, transição energética, veículos elétricos e políticas industriais relacionadas ao setor energético. Além disso, também estuda as implicações para o Brasil e o mundo das políticas energética e ambiental norte-americanas.

Veja a publicação completa no nosso site: [fgvenergia.fgv.br](http://fgvenergia.fgv.br)

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





---

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

