



CADERNO OPINIÃO

A UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS NO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

AUTORES

Fernanda Delgado, Vivian de Mello Cionek,
Larissa de Farias Nunes e Sabrina Lora Henn
maio.2019

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 COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva
Cristiane Parreira de Castro

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes
Daniel Tavares Lamassa
Glaucia Fernandes
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Priscila Martins Alves Carneiro
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva
Thiago Gomes Toledo
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

A UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS NO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Fernanda Delgado, Vivian de Mello Cionek, Larissa de Farias Nunes e Sabrina Lora Henn

O Brasil é um país de dimensões continentais e detém aproximadamente 12% da disponibilidade hídrica do mundo (Galli e Abe, 2017). Mesmo que distribuída de maneira desigual pelo território brasileiro, tamanha abundância hídrica acaba por criar uma falsa e ingênua ideia de que temos água suficiente para nossas mais diversas demandas, indefinidamente. O suprimento de água de qualidade e em quantidade suficiente é vital para a manutenção dos usos múltiplos de nossa sociedade (PNRH, 1997; Cruz et al., 2017) e, apesar de a água (limpa) ser classificada como um recurso renovável, os níveis de degradação aos quais está submetida provocam

efeitos negativos acima de sua capacidade de recuperação natural, gerando impactos ambientais por vezes irreversíveis e conflitos de uso (Ribeiro et al., 2018; Cionek et al., 2019; Kattel, 2019; Ribas e Diaz, 2019). Desta maneira, tem-se cada vez menos água limpa disponível para a manutenção do equilíbrio natural, para o ciclo hidrológico e, inevitavelmente, para as atividades humanas.

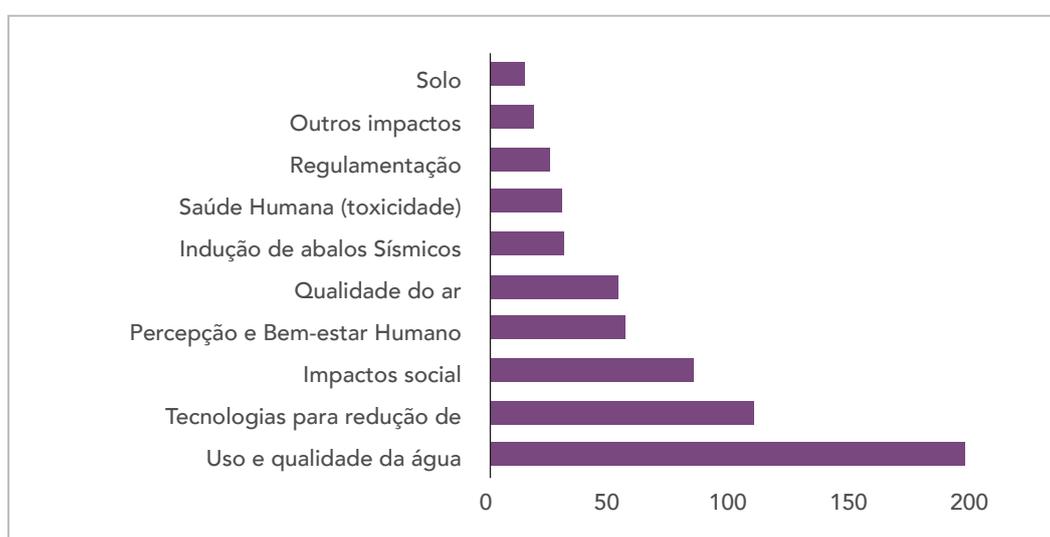
A degradação dos recursos hídricos decorrente das atividades antrópicas (p.ex.: lançamento de esgoto *in natura* e de efluentes industriais, retirada de água acima da vazão permitida, derramamento de óleo e produção de energia) reflete direta e negativamente sobre as próprias sociais (Cánepa et al., 2017; Azevedo-Santos et al., 2018). Cabe destacar o aumento dos custos de tratamento de água para abastecimento público (McDonald et al., 2016), contaminação e bioacumulação de compostos tóxicos nas cadeias alimentares e problemas de saúde humana (Artico et al., 2018; Quintela et al., 2019), eutrofização (Viana et al., 2019), escassez hídrica (Milington, 2018; Lathuillière et al., 2019) e perda de biodiversidade e recursos pesqueiros (Agostinho et al., 2005; Daga et al., 2019).

IMPACTOS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO SOBRE RECURSOS HÍDRICOS

A exploração de hidrocarbonetos por fraturamento hidráulico é uma das atividades com alto potencial de gerar impactos negativos aos recursos hídricos, especialmente devido à periculosidade inerente

aos hidrocarbonetos, e ao risco das operações de fraturamento. Em um levantamento realizado pela FGV Energia (Delgado *et al.*, 2019), dentre 520 estudos científicos que avaliaram os impactos ambientais do Fraturamento Hidráulico, 30% trataram do risco de contaminação de águas superficiais e subterrâneas (Gráfico 1).

Gráfico 1. Número de artigos publicados conforme o objetivo e tipo de impacto investigado.
Total de artigos: 520.



Grande quantidade de água é requerida no processo de fraturamento. Estudos estimam que a demanda varia de 5.700 a 26.500 m³, evidência de que a variação de uso de água é muito grande, dependendo da localidade (U.S. EPA, 2010; CAMARGO *et al.*, 2014; RAHM & RIHA, 2014; JACKSON *et al.*, 2015; SHRESTHA *et al.*, 2017). Esta demanda pode resultar em conflitos de uso quando realizada em áreas ou épocas de baixa disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas (NICOT e SCALON, 2012; CAMARGO *et al.*, 2014; GOODWIN, 2014). Em algumas regiões norte-americanas, a retirada de água representa cerca de 1% da disponibilidade na bacia hidrográfica, enquanto em outras áreas pode alcançar até 10% (U.S. EPA, 2016). Em se tratando do Brasil, em um extenso estudo desenvolvido por

Camargo *et al.* (2014), foi possível verificar que há bacias hidrográficas, como a do Paraná, com disponibilidade hídrica adequada, enquanto as bacias que drenam o Rio Grande do Sul e Minas Gerais sofrem com baixa disponibilidade de água. O maior problema reside no desrespeito as normas vigentes, e na capacidade de suporte dos sistemas hídricos, que não podem ser negligenciados.

Água doce é também requerida para compor os fluidos de fraturamento e podem ter composição variável, de acordo com a área em que serão utilizados. De maneira geral, a base destes fluidos é a água doce, que pode perfazer de 70% até 90% da composição (U.S.EPA, 2016). Há também o reuso de água produzida (até 16%), enquanto os propantes

(p. ex.: areia), até 13%. O restante, uma proporção muito pequena em volume (2% ou menos), corresponde aos aditivos químicos, que contribuem com a dissolução de minerais da rocha, controle de bactérias, prevenção de corrosão e precipitação, redutores de fricção e surfactantes (MAGUIRE-BOYLE e BARRON, 2014; THURMAN *et al.*, 2014; AKOB *et al.*, 2015; U.S. EPA, 2016). A Agência Ambiental Norte-Americana compilou uma lista de 1.084 tipos de compostos químicos usados no processo de fraturamento hidráulico, entre 2005 e 2013, evidenciando a grande variedade de possibilidades para compor este fluido (U.S. EPA, 2016). Esta diversidade de composições dificulta e torna a avaliação de potenciais impactos mais desafiadora, pois as propriedades de cada fluido e seus efeitos no meio serão diretamente dependentes do contexto em que estão inseridos (FERRER E THURMAN, 2015; LUEK E GONSIOR, 2017), demandando esforços pontuais para a avaliação dos impactos.

A escolha do tipo e quantidade do aditivo depende muito das características da rocha, da disponibilidade de recursos financeiros e da disponibilidade do aditivo no mercado. Apesar da proporção baixa na composição do fluido de perfuração, estes aditivos químicos apresentam o maior potencial de causar efeitos negativos (CHEN *et al.*, 2017; HU *et al.*, 2018; KASSOTIS *et al.*, 2018). Parte do potencial de redução dos impactos potenciais reside na transparência de informações sobre as composições dos fluidos de perfuração e no desenvolvimento de fluidos cada vez menos poluentes (JUNG *et al.*, 2015; ZHOU *et al.*, 2018).

Um risco inerente do uso dos aditivos repousa em seu armazenamento em grandes quantidades, para atender à demanda de produção para fraturar as rochas. Em relatório da EPA (U.S EPA, 2015), nos

Estados Unidos, foram registrados, de janeiro 2006 a abril 2012, 151 derramamentos de fluidos de fraturamento ou de aditivos, dos quais 36% aconteceram nos locais de armazenamento. As principais causas foram falhas nos equipamentos (34%) e erros humanos (25%) (U.S. EPA, 2016). Deste montante, 101 episódios de derramamento alcançaram o solo, águas superficiais ou subterrâneas, com volumes que variaram de 105 a 27.800 litros (U.S. EPA, 2015, pg. 250). O registro dos volumes armazenados é, portanto, essencial para os cálculos dos impactos potenciais sobre recursos hídricos mais próximos, além da definição de ações de emergência e continência no caso de eventos acidentais. Quando em mistura, no fluido de fraturamento, a quantidade de aditivos é diluída, o que significa um risco mais baixo de contaminação em detrimento dos locais de armazenamento. Mas cabe destacar que o processo de mistura demanda o uso de equipamentos complexos e vulneráveis à derramamentos durante a operação, que implicam em danos ambientais, risco à segurança dos operadores, perda de matéria-prima e custos com a contingência em casos de falha ou acidente (U.S. EPA, 2016). A magnitude, reversibilidade e incidência dos impactos ambientais de derramamentos de fluidos de fraturamento ou aditivos dependerá diretamente de ações de prevenção, contenção e mitigação adotadas. O cuidado deve ser redobrado, pois, apesar de pouco frequente, a ocorrência de derramamentos tem um impacto negativo de alta magnitude, refletindo em mortalidade de organismos aquáticos, bioacumulação nas cadeias tróficas e indisponibilidade de uso da água para abastecimento público (DU *et al.*, 2012; GORDALLA, 2013; RIEDL *et al.*, 2013; KAHRILAS, 2014; BARP, *et al.*, 2017; AGERSTED *et al.*, 2018).

A operação de fraturamento hidráulico tem por objetivo manter as fraturas dentro da zona de produção,

no entanto, é possível que durante a execução do processo as fraturas se estendam além desta zona de produção. Esse risco decorre da operação de poços com integridade mecânica inadequada - por conta de erros de execução ou degradação de revestimentos e cimentação. Em se tratando do revestimento, fatores como a quantidade de camadas, a profundidade, a compatibilidade com a geoquímica da formação e a idade do poço são importantes para a garantia da segurança do revestimento. No caso da cimentação, problemas podem ocorrer devido à falta de cimentação de subsuperfície, uso de material de baixa qualidade, disposição inadequada do cimento ou degradação do cimento com o tempo. Avaliações de incidentes envolvendo a contaminação de aquíferos por metano, em decorrência de defeitos em revestimentos e cimentação de poços norte-americanos, têm reportado taxa de falhas distintas, de acordo com o período e local analisado, variando de 10% (CONSIDINE *et al.*, 2012) a 0,06% (FLECKENSTEIN *et al.*, 2015; SHERWOOD *et al.*, 2016). A frequência de contaminação por operações de óleo e gás é baixa (U.S. EPA, 2016). Já existem tecnologias para realização de testes de integridade, incluindo parâmetros como temperatura, ruído e radiatividade. Ao invés de medir a integridade aparente do cimento, os testes de integridade mecânica medem se há evidência de movimentação de fluidos para fontes de água subterrâneas (U.S. EPA, 2016). O levantamento dos gases em aquíferos também pode ser feito com isótopos, que identificam se eles são produzidos naturalmente ou derivam das operações de óleo e gás.

Outra fonte de risco diz respeito à água produzida ou água de retorno. A quantidade depende de fatores como produção, formação e operação, e pode variar de 950 mil a 3,78 milhões de litros, nos primeiros 10 dias (U.S. EPA, 2016). O trata-

mento desta água, com altos índices de salinidade, é muito custoso, podendo variar de 33.000 a 73.000 dólares por poço (VEIL, 2010). O tratamento químico pode gerar, também, compostos não naturais indesejados, que podem influenciar em protocolos de tratamento, em especial de um que consiga realizar a remoção eficiente de uma ampla gama de compostos orgânicos (MAGUIRE-BOYLE & BARRON, 2014). Como alternativas para destinação adequada desta água produzida há a possibilidade de evaporação de parte da água produzida, tecnologia similar à utilizada para dessalinização de água do mar, reduzindo assim a disposição de água com alto teor de sais ou então é possível aplicar osmose reversa para fluidos com concentração total de sólidos abaixo de 40.000 mg L⁻¹ (GREGORY *et al.* 2011). Outra alternativa é o uso de águas subterrâneas salobras, reduzindo a demanda por água doce. No Texas existem projetos utilizando de 30 a 80% de toda a água necessária para o faturamento (NICOT & SCALON, 2012).

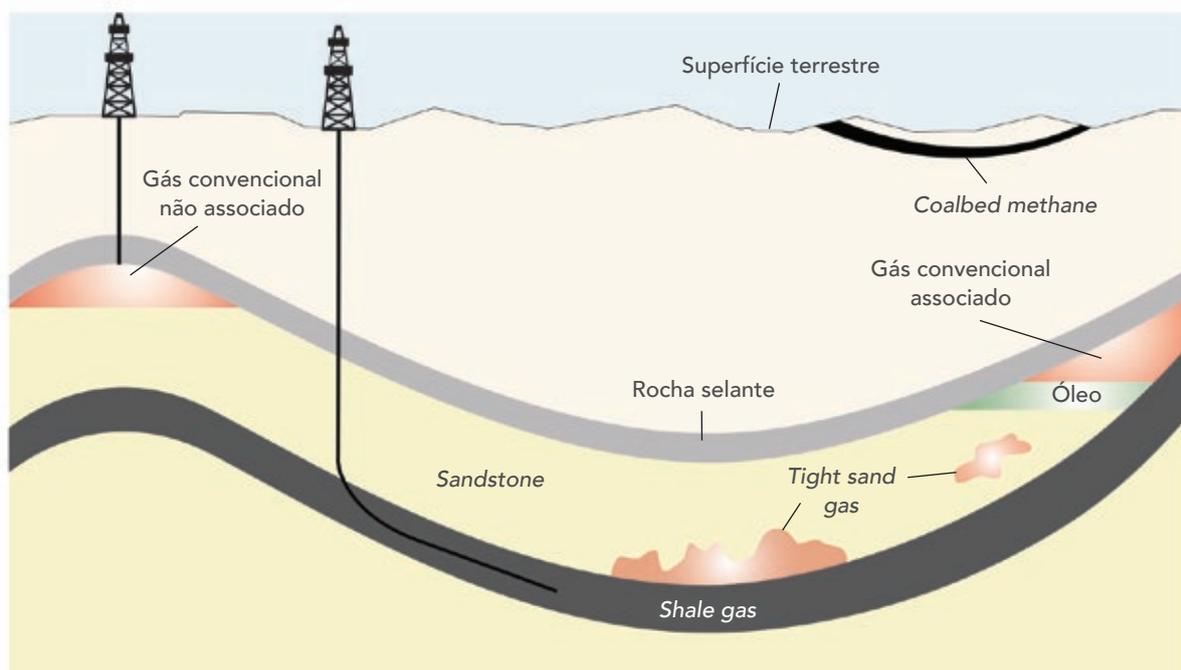
A alternativa mais adotada atualmente, consiste no reuso de água para reinjeção profunda (ESTRADA E BHAMIDIMARRI, 2016; U.S. EPA, 2016). Esta alternativa contribui com a redução da demanda deste recurso de rios, redução dos custos de tratamento e potencial contaminação ambiental. Em locais onde há poços de injeção de água produzida o reuso é imediatamente implantado. Já onde não há, o efluente precisa ser transportado a outra localidade, aumentando os custos operacionais – então é melhor reutilizar (U.S. EPA, 2016). Há o inconveniente do aumento de sólidos dissolvidos na água, que implica em problemas operacionais para injeção profunda, que ainda precisam ser trabalhados. No futuro, o número de poços tenderá a ser reduzido, e, portanto, a água produzida não poderá ser reutilizada, e sim deverá ser tratada.

RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Reservatórios não convencionais, formados por arenitos ou carbonatos, ocorrem quando há migração de hidrocarbonetos das rochas geradoras para rochas reservatórios de alta permeabilidade formando uma acumulação que é aprisionada por uma camada impermeável (rocha selante). Estes hidrocarbonetos podem estar na fase óleo ou gás, o gás normalmente seco não contém concentrações significativas de hidrocarbonetos mais pesados. No mercado atual, esse gás tem um preço mais baixo se comparado ao gás úmido, que tem uma proporção maior de moléculas mais pesadas além de vapor d'água. A maioria dos gases úmidos e secos vem de reservatórios bem definidos com alta permeabilidade (FGV ENERGIA, 2018).

Já o gás não convencional é aquele retirado de rochas com baixa permeabilidade chamadas de folhelho. O folhelho é uma rocha geradora que pode ser encontrada em profundidades diversas, geralmente superiores a 1500 metros (BRITANICA ACADEMIC, 2018). No caso dos reservatórios de *shale gas*, essa rocha é, ao mesmo tempo, geradora e reservatório, caracterizando um sistema petrolífero independente. Como esse sistema é pouquíssimo permeável, parte do óleo e/ou gás fica aprisionado nessas rochas, necessitando de técnicas especiais para sua retirada. As fontes convencionais e não convencionais de gás e óleo podem ser vistas na Figura 1.

Figura 1: Ilustração de fontes convencionais e não convencionais de gás e óleo



Fonte: EIA, 2017

O termo “fraturamento” (*fracking*, em inglês) se refere à utilização de duas principais tecnologias de exploração em conjunto: a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico. A primeira técnica tem como objetivo aumentar a área de drenagem do óleo e gás recuperado direcionando o poço para a camada mais porosa. De acordo com Bico (2014), em formações pouco espessas ou inclinadas, um poço horizontal de longo alcance faz com que o contato com a camada porosa aumente a área superficial e consequentemente o escoamento do óleo/ gás para o poço.

A segunda tecnologia aperfeiçoou a exploração em camadas mais finas dessas rochas, aumentando sua produtividade. A técnica de fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido sob alta pressão (normalmente água, areia e aditivos) na rocha suficiente para provocar uma ruptura na mesma. A água pressurizada inicia as fraturas e ao mesmo tempo transporta os grãos de areia para o interior dessas fissuras, mantendo-as abertas quando a pressão é aliviada. Estes grãos devem ser bem selecionados para criar uma zona de alta permeabilidade na fratura, facilitando a extração dos recursos desejados (BICO, 2014).

O SHALE GAS NOS ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos são detentores de acumulações significativas de gás natural provenientes de folhelho. O avanço tecnológico permitiu sua extração, e a expansão da atividade reverteu a queda na produção de óleo e gás nos EUA, até então baseada em recursos convencionais.

O sucesso da exploração de *shale gas* no país foi favorecida por uma combinação de diversos fatores: incentivos governamentais para a busca por novas fontes de gás natural; disponibilidade de dados e informações sobre as bacias sedimenta-

res e as propriedades do solo; existência de uma ampla malha de gasodutos; incentivos à inovação; presença de um grande mercado consumidor; quantidade de recursos disponíveis. Além destes, cabe destacar o papel da baixa burocratização da regulação do governo norte-americano. Diferentemente do Brasil, os Estados americanos determinam grande parte de sua política energética.

O país tem características de reservas descentralizadas, com maiores volumes nas regiões Nordeste e Centro-Sul do território. No início da produção de *shale gas*, a infraestrutura de transporte do gás já era abrangente e integrada, favorecendo o escoamento da produção para os mercados consumidores sem que grandes investimentos fossem realizados.

As principais áreas de exploração estão localizadas em regiões que dispõem de uma intensa malha de transporte. Como o mercado de gás é aberto e dinâmico, há uma competição entre os agentes dos diferentes segmentos do mercado de gás natural e um livre acesso aos gasodutos de transporte (LAGE *et al.*, 2013).

No país há uma descentralização regulatória, já que agências que regulam diversas áreas do setor petrolífero. Não são necessariamente federais, podendo ser também estaduais ou municipais.

Os Estados Unidos se destacam pelo fácil acesso aos campos de exploração e produção. Como a maioria das vezes o proprietário do solo não é o governo, a negociação é menos burocrática e mais fácil com empresas privadas, dispensando licitações para o uso da terra. Existe um consenso que o proprietário do bem mineral tem direito de explorá-lo, ainda que os direitos relacionados a terras e recursos minerais caibam à legislação estadual.

A escala de poder atribuída aos municípios varia entre os estados. A legislação municipal, em geral, exerce influência nas questões relativas ao uso da terra e ao zoneamento da mesma, considerando as melhores práticas de saúde, segurança e bem-estar da população. Com relação às licenças, por exemplo, a agência local geralmente requer informações a respeito de zonas de enchentes, nível sonoro, manutenção das áreas e tráfego veicular. Existem também os *royalties* que são pagos inicialmente sob uma taxa da área alocada e depois para uma parcela da produção. Há ainda uma cláusula chamada *shut-in*, que obriga ao locatário o pagamento de uma taxa caso não esteja produzindo na área, mas seu contrato esteja ativo (NICHOLSON, 2015).

Normalmente, as leis ambientais são criadas pelo Congresso Nacional Americano e a responsabilidade de implementação fica a cargo da EPA (*Environmental Protection Agency*). Em grande parte, eles determinam limites para a qualidade do ar, da água e dos resíduos. Em alguns casos, existe a possibilidade da EPA transferir para a esfera estadual a responsabilidade de lidar com algumas questões. Em 2012, a EPA divulgou uma regulação que estabeleceu limites para a poluição atmosférica provocada pela atividade de fraturamento e pelos produtos químicos utilizados. Esses devem ser totalmente exauridos ao fim das atividades valendo-se de métodos de gerenciamento de resíduos (NICHOLSON, 2015).

A exaltação existente dentro dos Estados Unidos em relação ao *shale gas* reside na concepção de que essa é uma fonte de energia que vai possibilitar a independência energética do país, deixando de figurar entre os importadores de petróleo e se tornando um exportador dos recursos. Assim, a principal economia do mundo poderia ficar menos dependente politicamente.

Nos Estados Unidos, as reservas de gás de folhelho são encontradas em mais de 48 estados. Dentre os tipos de recursos não convencionais, o *shale gas/oil* é a fonte mais produtiva, seguida do *tight gas*. A EIA (2017) estimou que em 2017 cerca de 16.76 trilhões de metros cúbicos (Tcf) de gás natural foram produzidos por meio do *shale gas*. Isso corresponde a 60% do volume total de gás natural produzido no país naquele ano.

De 2009 a 2012, a região de Haynesville era a maior região produtora de gás de folhelho do país. Em novembro de 2011, a produção regional de Haynesville atingiu o recorde de 10,4 Bcf/d. No início de 2013, no entanto, à medida que os preços do gás natural começaram a diminuir, a produção da região foi superada pela região dos Apalaches, que inclui as formações de Marcellus e Utica. No final de 2015, a produção de *shale gas* de áreas relativamente ricas em líquidos, como a região de Eagle Ford no Texas e Permian, que abrange partes do oeste do Texas e leste do Novo México, também começou a superar a produção da região de Haynesville (EIA, 2017).

As fontes não convencionais de gás natural devem continuar a impulsionar a matriz energética dos Estados Unidos. De acordo com McKinsey Energy Insights (MEI, 2018), as regiões de Permian, Marcellus e Utica fornecerão 55% da demanda do mercado de gás da América do Norte até 2030. Outra projeção, da EIA (2017), mostra que entre 2010 e 2040 a produção de *shale gas* saltará de 61% para 79% da produção de gás total no país.

Ainda de acordo com o IHS Markit (2018), em um discurso em 2012, o presidente Barack Obama reconheceu a potência energética e de inovação proveniente do *shale gas*, afirmando que o país teria um suprimento de gás natural suficiente para

durar quase 100 anos. Especialistas acreditam que isso irá suportar mais de 600.000 empregos até o final da década. O desenvolvimento do gás natural criará empregos e fábricas mais limpas e baratas, provando que não é preciso escolher entre o ambiente e a economia (IHS MARKIT, 2018). Além disso, a produção de petróleo do país teve um crescimento relevante ao longo de 2017 e deverá aumentar sua produção em 2,7 milhões de barris por dia (bpd), para 12,1 milhões de bpd até 2023, já que o crescimento dos campos de *shale* irão compensar a diminuição no fornecimento convencional (BOUSSO; ZHDANNIKOV, 2018).

Além da independência americana cada vez maior em relação ao próprio abastecimento de hidrocarbonetos em seu território, a expectativa de cenários otimistas é de que o país se torne um exportador de óleo e gás a partir de 2020. A atual produção de petróleo norte-americana é de 10,5 milhões de barris por dia (EIA, 2018), maior que a do Iraque e Irã combinadas (ZACAN, 2018). O protagonismo dos Estados Unidos nessa indústria é vantajoso, também, para os países importadores de petróleo e derivados, dado que estes ficam menos dependentes de outros países produtores que estão sujeitos a conflitos internos, governos autoritaristas e cartéis controladores de preços.

É inegável que a revolução do *shale* provocou um *boom* no fornecimento de petróleo global, possibilitando aos americanos alterarem a balança comercial do país. A dramática mudança nesse cenário foi capaz de pôr fim ao banimento de exportações de recursos naturais, em vigor no país há décadas. No entanto, todo esse potencial somente será concretizado caso a infraestrutura norte-americana seja capaz de suportar esse crescimento. Nesse quesito, entram questões logísticas, de licenciamento, estru-

turais (construção de gasodutos, unidades de tratamento e processamento) e da própria produção. Dessa forma, é fundamental que os EUA atendam a essas demandas para que possam transformar todo o potencial em realidade.

A diversificação do fornecimento global, além de promover um elemento de diversidade no fornecimento reduzindo a influência dos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e seus associados, permitiu também a Estados importadores a adoção de medidas orientadas para o mercado, o que acaba por influenciar sua política externa.

A confluência em uma nova economia do petróleo correlaciona mudanças fundamentais nas regras do mercado petrolífero, tais como (DALE, 2016):

- A inesgotabilidade do recurso (e ser precificado como) devido às mudanças nas condições de mercado (políticas climáticas rigorosas, descobertas de novos campos e *plays*; e a maturidade das tecnologias renováveis);
- A modificação dos fluxos globais de cru para o leste (em direção à Ásia), o que leva a atrasos e gaps de mercado devido à rigidez do setor de *downstream*;
- E a alteração do formato da curva de oferta global de petróleo (tonando-se mais plana) devido à rápida reação ao *shale*; considerando que - historicamente - a OPEP tem apenas capacidade de enfrentar choques temporários de oferta ou de demanda, nunca choques estruturais.

Em geral, uma crescente diversidade de produtores no mercado global de petróleo melhora a segurança do suprimento aumentando a fungibilidade reduzindo o risco de uma indisponibilidade de um

único produtor para o mercado global de petróleo. A proliferação de produtores também inibe a capacidade da OPEP ou de qualquer outra combinação de fornecedores de usar cortes de produção para fins geopolíticos. No ambiente atual, os importadores de petróleo podem empregar ferramentas orientadas ao mercado para influenciar a política externa, como por meio da restrição de exportações de países onde o comportamento entra em conflito com as normas internacionais, como foi visto recentemente com as sanções internacionais contra o Irã.

Embora a produção de shale já tenha começado a remodelar a segurança energética relacionada ao petróleo, a totalidade de suas implicações para os mercados globais de petróleo ainda precisa ser concretizada. Mesmo um aumento modesto na produção fora dos Estados Unidos, por exemplo, poderia aumentar ainda mais a segurança global do petróleo, aumentando a diversificação e aumentando a elasticidade da oferta. As características únicas do shale - investimentos em pequena escala e ciclo curto de produção e retorno de investimento - também podem reduzir as oportunidades de interferência política, particularmente em lugares onde

questões "acima do solo" impedem uma produção viável. Na Argentina, por exemplo, apesar da significativa interferência política que afastou os investidores estrangeiros - e até expropriou seus negócios

CONCLUSÃO

Destacado o cenário de risco potencial de impactos negativos sobre os recursos hídricos, e levando em consideração que os níveis de degradação e uso desregulado de recursos hídricos tem atingido níveis sem precedentes no Brasil, torna-se imperativo direcionar operações tecnológicas pautadas nos princípios de prevenção e precaução. Estudos completos, que integrem a dinâmica ambiental, o risco potencial de acidentes e o custo-benefício das operações em cada localidade devem ser realizados e devidamente respeitados. Ocorrências acidentais envolvendo hidrocarbonetos tem consequências irreversíveis, de longo prazo e inaceitáveis. Se o risco de contaminação dos recursos hídricos for alto, não há retorno econômico que compense a operação de mitigação tecnológica, uma vez que não há recursos financeiros suficientes para reverter processos de contaminação, bioacumulação e problemas de saúde associados a eventos acidentais.



Fernanda Delgado é Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético, dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval e à Escola Superior de Guerra. 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. Na FGV Energia é responsável pelas linhas de pesquisa do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, destacando-se: Descomissionamento, Downstream, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Veículos elétricos, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



Vivian Cionek é bióloga, gestora ambiental e Dr.^a em Ciências Ambientais. Docente do Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina. Atua na pesquisa e docência na área de Ecologia de Ecossistemas Aquáticos, buscando entender como o funcionamento dos ecossistemas aquáticos é afetado pelas atividades antrópicas.



Larissa Nunes é mestranda em Engenharia de Poços pela Universidade de Stavanger (UiS) na Noruega, e formada pela Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC) em Engenharia de Petróleo (2018). Larissa é voluntária da Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE) desde 2013, já tendo atuado como Presidente e Vice-Presidente do Capítulo Estudantil SPE – UDESC (2014-2016) e participado de eventos nacionais e internacionais voltados à indústria do petróleo.



Sabrina Lora Henn é acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo pela Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC. Atualmente faz parte da Diretoria Executiva do Capítulo da Society of Petroleum Engineers – SPE, sendo ativa na entidade há três anos. É pesquisadora bolsista em projetos de iniciação científica no Laboratório de Química da mesma instituição onde também atuou como monitora. Já participou ativamente do Núcleo Extensionista Rondon – UDESC e foi voluntária como Cidadã Global da AIESEC.

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



fgv.br/energia

