

Gás não Convencional no Brasil

Coordenadores:

**Edmilson Moutinho dos Santos,
Hirdan Katarina de Medeiros Costa
Thiago Luis Felipe Brito**

Autores:

Alberto José Fossa
Carlos Augusto Arentz Pereira
Edmilson Moutinho dos Santos
Fernanda Delgado
Fernanda Torres Volpon
Gabriela Roman Michalowski
Isabela Correia Marzullo
Izabella Spoladore
Kelly Cristinne Leite Angelim
Livia Medeiros Amorim
Luis Eduardo Esteves
Marilda Rosado de Sá Ribeiro
Matheus Rebelo Gomes Rodrigues
Melissa Barboza da Costa
Paul Louis Poulallion
Rayssa Vogeler Berquó Jacob
Ricardo Cantarani
Tania Oliveira Escolano
Victor Lemos
Yuri Serpa Halegua



Copyright © 2021 Edmilson Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina de Medeiros
Costa e Thiago Luis Felipe Brito

Todos os direitos desta edição reservados à Synergia Editora

Editor Jorge Gama

Editora assistente Isabelle Assumpção

Capa Equipe Synergia

Diagramação Flávio Meneghesso

Revisão Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Thiago Luis Felipe Brito

CIP-BRASIL. CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO
SINDICATO NACIONAL DOS EDITORES DE LIVROS, RJ

S237

Gás não convencional no Brasil / organizado por Edmilson
Moutinho dos Santos, Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Thiago Luis
Felipe Brito. - 1. ed. - Rio de Janeiro : Synergia, 2021
392 p. ; 16cm x 23cm.

Inclui bibliografia

ISBN: 978-65-86214-62-8

1. Economia. 2. Gás Natural - Brasil. 3. Gás Natural -
Legislação - Brasil. I. Santos, Edmilson Moutinho dos. II. Costa, Hirdan
Katarina de Medeiros. III. Brito, Thiago Luis Felipe.

CDD 333.7932

CDU 620.91



Livros técnicos, científicos e profissionais

Tel.: (21) 3259-9374 | ☎ (21) 97933-6580

www.synergiaeditora.com.br / comercial@synergiaeditora.com.br

*Dedicamos essa Obra a todos os
pesquisadores e pesquisadoras da
Rede Gasbras.*

*Esta obra é dedicada a Paul Poulallion
(in memoriam).*

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (através do Projeto Gasbras número 01.14.0215.00) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq – (Chamada Pública Encomenda Convênio FINEP n. 01.14.0215.00 SEI – 01300.007195/2020-59).

Agradecemos igualmente o apoio do *Research Centre for Greenhouse Gas Innovation* - RCGI, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo FAPESP (Processo 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

AUTORES E COORDENADORES

Alberto José Fossa

Doutor em Energia, afossa@newencreative.com.br

Carlos Augusto Arentz Pereira

Doutor em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Professor adjunto da Faculdade de Engenharia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Edmilson Moutinho dos Santos

Doutor em Economia da Energia pelo Instituto Francês do Petróleo e Université de Bourgogne. Professor associado do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

Fernanda Delgado

Professora e pesquisadora da FGV Energia, Fernanda.delgado2@fgv.br

Fernanda Torres Volpon

Doutora e Mestre em Direito Internacional pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Graduada em direito pela Universidade Federal Fluminense (UFF).

Gabriela Roman Michalowski

Graduanda em Engenharia de Petróleo na UDESC, gabriela.michalowski96@edu.udesc.br

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Doutor em Ciências da Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE-USP). Professora Visitante pelo Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP).

Isabela Correia Marzullo

Advogada, isabela.marzullo@soutocorrea.com.br.

Izabella Spoladore

Graduanda em Engenharia de Petróleo na UDESC, izabella.spoladore@edu.udesc.br

Kelly Cristinne Leite Angelim

Engenheira de petróleo pela UFGC e mestre em simulação e gerenciamento de reservatórios pela UFPE, kellyangelim01@gmail.com.

Lívia Medeiros Amorim

Advogada. Doutoranda em Direito USP, livia.amorim@soutocorrea.com.br.

Luis Eduardo Esteves

Doutor pela Faculdade de Economia (GAEL) da Universidade de Grenoble, França e servidor da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis - ANP.

Marilda Rosado de Sá Ribeiro

Professora e pesquisadora da Universidade Estadual do Rio de Janeiro. Atua como advogada no setor de energia.

Matheus Rebelo Gomes Rodrigues

Engenheira de petróleo pela UFGC e mestrando em energia pelo IEE/USP, matheus.rebelo@usp.br.

Melissa Barboza da Costa

Estudante de Engenharia Ambiental e Sanitária da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Paul Louis Poulallion

Engenheiro.

Rayssa Vogeler Berquó Jacob

Bacharel em Engenharia Ambiental e Sanitária, Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Ricardo Cantarani

Engenheiro, ricardo.cantarani@gmail.com

Tania Oliveira Escolano

Bacharel em Engenharia Ambiental e Sanitária, Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Thiago Luis Felipe Brito

Doutor em Ciências da Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE-USP). Professor Colaborador do curso de Gestão Ambiental da Escola de Artes, Ciências e Humanidades (EACH-USP)

Victor Lemos

Graduando em Economia na FGV EPGE, B38977@fgv.edu.br

Yuri Serpa Halegua

Estudante de Engenharia Ambiental e Sanitária da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

SUMÁRIO

1 *Joint Rulemaking* e as Agências Reguladoras: Eficiência Regulatória para o *Shale Gas* no Brasil

Marilda Rosado de Sá Ribeiro, Fernanda Torres Volpon e
Luis Eduardo Esteves, 1

2 Recursos não Convencionais: Modelagens Fiscais Aplicáveis

Lívia Medeiros Amorim e Isabela Correia Marzullo, 70

3 Avaliação dos Recursos de Gás Não Convencional no Brasil à Luz das Experiências, Lições Aprendidas e Regulamentações de Outros Países

Ricardo Cantarani, 100

4 Como a Normalização Pode Apoiar o Desenvolvimento Sustentável do Gás não Convencional – Lacunas e Oportunidades

Alberto José Fossa, 161

5 Avaliação dos Aspectos Econômicos e Socioambientais para a Exploração do Gás de Folhelho no Brasil

Melissa Barboza da Costa, Carlos Augusto Arentz Pereira,
Edmilson Moutinho dos Santos, Rayssa Vogeler Berquó Jacob,
Yuri Serpa Halegua e Tania Oliveira Escolano, 257

-
- 6 Projeto Poços Transparentes: Testes para Reservatórios de Baixa Permeabilidade - Gerando Conhecimento via Avaliação Ambiental Estratégica Prévia**
Fernanda Delgado, Gabriela Roman Michalowski,
Izabella Spoladore e Victor Lemos, 294
- 7 Avaliação da Disponibilidade de Água Superficial e Fraturamento Hidráulico para Desenvolvimento de Gás de Folhelho no Brasil**
Rayssa Vogeler Berquó Jacob, Yuri Serpa Halegua,
Carlos Augusto Arentz Pereira, Edmilson Moutinho dos Santos,
Tania Oliveira Escolano e Melissa Barboza da Costa, 332
- 8 Análise dos Parâmetros de Qualidade do Gás Natural Transportado no Brasil e Seus Impactos para o Consumidor Final em Caso de Não Conformidade**
Paul Louis Poulallion, Kelly Cristinne Leite Angelim e
Matheus Rebelo Gomes Rodrigues, 354

1

JOINT RULEMAKING E AS AGÊNCIAS REGULADORAS: EFICIÊNCIA REGULATÓRIA PARA O SHALE GAS NO BRASIL¹

Marilda Rosado de Sá Ribeiro²
Fernanda Torres Volpon
Luis Eduardo Esteves

¹ Este relatório foi elaborado com o financiamento do Projeto FINEP (Convênio nº 01.14.0215.00) – Apoio à Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil (GASBRAS). A Rede GASBRAS é coordenada pelo IEE – USP – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (Professor Associado Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – edsantos@iee.usp.br), sendo um dos seus objetos de pesquisa a regulação e aspectos sociais, coordenado pela Profa. Hirdan Katarina de Medeiros Costa.

² A primeira autora agradece a contribuição do Prof. Roberto Galán Vioque (*Universidad de Sevilla*). Agradece, ainda, o suporte do bolsista CNPq de graduação Sebastião Mesquita na pesquisa dos casos de contencioso e na revisão final deste artigo.

INTRODUÇÃO

A exploração do gás de folhelho (*shale gas*) propiciou uma transformação na geopolítica do petróleo.³ O exemplo dos Estados Unidos da América (EUA), que se tornaram os maiores produtores de hidrocarbonetos a partir da exploração do *shale gas* do planeta, é um referencial: a produção norte-americana de gás natural a partir de reservatórios de *shale gas* subiu de 1%, no início dos anos 2000, para 72,1%, em 2018.⁴ Estima-se que a produção aumentará em mais de 0,14 trilhões de m³, sendo o gás não-convencional o maior responsável por esse crescimento.

Em contrapartida, a exploração do *shale gas* enfrenta muitos desafios de ordem geológica, ambiental e social. No Reino Unido, decretou-se a suspensão das suas atividades por um longo período até que se concluísse que o risco de terremotos era baixo.⁵ E, conseqüentemente, o incremento do acesso às reservas de *shale gas* deve ser inserido no contexto da transição energética global relacionado à questões latentes que envolvem a proteção ao meio ambiente e o desenvolvimento econômico e social. Tal imperativo se impõe em especial, no caso do Brasil, em que aspectos regulatórios ambientais configuraram óbice para o avanço da licitação das Bacias do Parnaíba, Paraná e Recôncavo.

O propósito deste estudo é contribuir na busca de soluções construtivas e de um arcabouço jurídico e regulatório que supere as dificuldades relativas à implementação da exploração do *shale gas* no Brasil, em que não houve o necessário consenso e articulação entre os diferentes agentes reguladores competentes.

A repartição de competências constitucional e regulatória contribuiu para a construção de um arcabouço complexo em torno da exploração do *shale gas*.

³ “Note-se que há quem traduza, no Brasil, o termo *shale gas* como gás de xisto. Entretanto, argumenta-se que, em termos geológicos, o mais correto é traduzi-lo como gás de folhelho”. ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 82. Nota de Rodapé n. 12.

⁴ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_NUS_mmc_f_m.htm. Acesso em: 15 maio 2021.

⁵ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

Na Constituição Federal está prevista a competência administrativa comum entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, na forma do art. 23, VI da Constituição Federal e, também, a competência legislativa concorrente quanto à proteção do meio ambiente, nos termos do art. 24, VI.

No campo regulatório, verifica-se, por um lado, o papel da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e, por outro lado, a competência dos órgãos ambientais, que determina um regramento para o licenciamento ambiental aplicável às atividades de exploração de petróleo e gás natural.

Os impasses e dilemas aos investidores e contratemplos ocorridos no Brasil quanto ao programa de *shale gas*, assim como a frustração da 12^a Rodada de Licitação promovida pela ANP em 2013 são o ponto de partida. É preciso relembra que foram suspensos os efeitos dos contratos de concessão assinados no âmbito do referido procedimento licitatório em razão dos resultados e decisões das ações civis públicas ajuizadas em face da ANP, no âmbito da 12^a Rodada de Licitação.

Atualmente, a relevância do tema no âmbito da política energética nacional do gás natural se torna mais visível em virtude das novas iniciativas governamentais. Os programas “Gás para Crescer” e “Novo Mercado de Gás” (respectivamente lançados em 2016 e 2019) da alçada do MME encorajam estudos e soluções de regulação para a retomada da exploração do *shale gas* no Brasil após alguns anos e como consequência da 12^a Rodada de Licitação.

Nesse contexto, o MME adotou um projeto de Revitalização das Atividades de Exploração de Petróleo e Gás natural em Áreas Terrestres (REATE) com o objetivo de elaborar um plano de comunicação com abrangência nacional, assim como a divulgar o “poço transparente”. Em última análise, pretende-se apresentar com maior concretude os riscos socioambientais atrelados a tais atividades para se alcançar maior aceitação da sociedade. As medidas previstas no REATE articulam-se com o programa de parcerias de investimentos (PPI) do governo federal criado pela Lei nº 13.334/2016 com a finalidade de ampliar e fortalecer a interação entre o Estado e a iniciativa privada, buscando atrair novos investimentos.

Há diversas bacias sedimentares no Brasil com potencial para exploração de gás não convencional já identificadas. Dentre os conflitos em

torno das atividades relacionadas a tais recursos naturais, podemos citar o histórico relativo à rejeição ou crítica aos seus impactos ambientais, com riscos de dano ao meio ambiente e abalos sísmicos, e os sociais, com repercussão às comunidades locais.⁶ Além disso, a exploração do *shale gas* exige a alocação de volumosos investimentos, fazendo com que os agentes privados desempenhem um papel crucial no desenvolvimento deste setor.

As controvérsias já existentes em torno do tema demandam ampla discussão em todos os níveis da Federação. Não se pode deixar de salienta a relevância de um sistema jurídico estruturado para que se possa não apenas promover a atração do investimento estrangeiro, como também atender à expectativa legítima dos investidores em relação às regras locais.

Como resultado, espera-se a definição dos contornos da regulação da exploração do *shale gas*, que conte com a solução regulatória sobre os aspectos ambientais e sociais. Almeja-se uma proposta que abrigue gestão de risco e de planejamento adequado a subsidiar a tomada de decisões políticas.

A noção de regulação compartilhada (*joint rulemaking*), obtida do direito comparado, seria aplicável e recomendável em busca de maior eficiência. Pretende-se investigar exemplos de marcos regulatórios dos EUA (Texas), Canadá, Argentina e Europa, que podem contribuir como modelos para aprimoramento e superação das questões jurídicas e regulatórias a serem aperfeiçoadas. As experiências com outros ordenamentos jurídicos trarão a contribuição necessária para que se apresentem propostas mais robustas para a formulação de um *joint rulemaking* no Brasil.

1 O DIREITO DO PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

1.1 A evolução do direito do petróleo e gás

No Brasil, a normativa sobre o petróleo e gás passou por um processo evolutivo, apresentando como marco da sua mudança o advento das reformas promovidas pela Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Antes das emendas constitucionais pertinentes, as atividades econômicas

⁶ SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma. *Geoforum*, v. 98, 2019, p. 264-276.

consideradas estratégicas eram exclusivamente desempenhadas pelo Estado. A redação original da Constituição de 1988 “alçou o monopólio a nível constitucional”⁷ à exploração destes recursos energéticos.

A Emenda Constitucional nº 9 em 1995, bem como a legislação ordinária posterior, reordenou a estrutura do ordenamento jurídico brasileiro no setor de óleo e gás. Estas alterações se centralizavam no seio do debate relacionado ao protagonismo estatal e seu intervencionismo. A partir daquele momento, propôs-se que era preciso avaliar uma reorientação da função administrativa, em que determinadas atividades administrativas poderiam ser prestadas pela iniciativa privada, sem a participação do Estado.

Posteriormente, a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) não somente contemplou inúmeras questões nunca antes tratadas no Direito Brasileiro, mas também definiu alguns aspectos que precisavam ser considerados no âmbito do ordenamento jurídico em vigor. O monopólio se tornou “flexível” porque, embora a propriedade dos recursos do subsolo ainda seja da União Federal, o exercício exclusivo até então concedido à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) tornou-se aberto a empresas privadas, através da celebração de contratos de concessão para os setores de exploração e produção (*upstream*) ou por meio de autorização para as atividades de refino e distribuição (*downstream*), no Brasil.

Com relação ao *upstream*, pode-se identificar, no sistema brasileiro, uma inspiração nas licenças norueguesa e britânica. Dos noruegueses, verificamos a dupla presença do Estado, tanto como agente regulador, através da ANP, com funções de controle e supervisão — tais como as do *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) —, quanto por meio de uma função empresarial deixada à Petrobras, o que se assemelha ao papel da Equinor (anteriormente denominada Statoil), que atuava como empresa de petróleo estatal norueguesa.

Contudo, já em um primeiro estágio, a semelhança seria enganosa, uma vez que, na Lei do Petróleo, não se configurava uma política de participação obrigatória da Petrobras em *joint ventures*, tal como havia com empresa de petróleo estatal norueguesa nos anos de 1980. Para não dei-

⁷ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*. 3. ed. rev., atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2014, p. 404.

zar de mencionar o Reino Unido, as disposições relativas ao modelo ali consagrado de novas licenças inspiraram, em linhas gerais, a adoção de concessão de exploração e produção de petróleo no Brasil.

Com a abertura do mercado brasileiro de *upstream* pela Lei do Petróleo, a Petrobras se preparou rapidamente para competir em novas bases por meio de parcerias para a exploração de algumas áreas e ampliar o seu campo de atuação. A Lei do Petróleo reservou, então, à Petrobras o papel de agente econômico no âmbito do setor privado e a estatal precisou reconfigurar a sua estratégia para a área de exploração e produção.

Os direitos adquiridos às áreas em que já havia sido iniciada a produção foram reconhecidos pela Lei do Petróleo à Petrobras, enquanto o direito às demais áreas ficou sujeito à avaliação pela ANP em função da efetiva comprovação, pela Petrobras, de investimentos significativos na exploração das mesmas, de acordo com os princípios previstos na lei.

E, assim, a Petrobras foi obrigada a submeter requerimento à ANP, relacionado ao seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, o qual deveria conter diversas informações e dados. Esta inovação legislativa acabou por forçar a Petrobras a fazer uma completa avaliação interna de prioridades. A celebração desses primeiros contratos de concessão entre a Petrobras e a ANP ficou conhecida como Rodada Zero.

Posteriormente, os anos de 2007 e 2008 revelaram ser um *turning point* no ciclo de amadurecimento do marco regulatório da indústria do petróleo e gás no Brasil. Em primeiro lugar, os debates sobre a interpretação da Lei do Petróleo, ao longo dos dez anos da sua vigência, se tornaram mais constantes. Em segundo lugar, o Brasil deixou de ser apenas um país importador de petróleo, tendo sido conduzido à autossuficiência em termos de volume produzido.

Além das mudanças afetas à Petrobras que foram introduzidas pela Lei do Petróleo, a criação da ANP e sua crescente participação na regulação das atividades de exploração e produção desenharam um novo perfil do setor. Desse modo, é preciso delinear a participação desta agência reguladora no mercado de petróleo e gás, bem como as novas medidas adotadas para o aprimoramento das práticas regulatórias.

Adicionalmente à Lei do Petróleo, até recentemente vigorava a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 conhecida como “Lei do Gás”, a qual

foi revogada pela Lei nº 14.134, 8 de abril de 2021. A Lei do Gás havia introduzido o marco regulatório para as atividades relacionadas ao tratamento, processamento, transporte, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural.

O Decreto nº 7.382 de 02 de dezembro de 2010 regulamentou a Lei nº 11.909/2009, assim como o art. 177 da Constituição Federal. O Decreto regulamentou, assim o acesso e o uso das instalações essenciais para o transporte de gás, determinando que as atividades econômicas seriam reguladas e fiscalizadas pela União, na qualidade de poder concedente, e poderiam ser exercidas por sociedade ou consórcio constituído sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

A Lei nº 14.134, que entrou em vigor em 08 de abril de 2021 e conhecida como “Nova Lei do Gás” visa formar um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. Permanece, contudo, a ausência de referências diretas ao gás não convencional. A Nova Lei do Gás mantém a mesma definição de gás natural introduzida pela lei anteriormente vigente.

Assim, conforme definido no inciso XIV do art. 3º da Nova Lei do Gás, gás natural seria todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais.⁸ Para o gás não convencional, em que pese a ausência de definição expressa, adota-se por analogia, tanto a definição de gás natural da Nova Lei do Gás, quanto o art. 6º, II da Lei do Petróleo que prevê “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros”. Conclui-se, portanto, que ambas a Nova Lei do Gás e a Lei do Petró-

⁸ Edmilson Santos *et al*, definem o gás natural como “uma mistura de hidrocarbonetos leves que, a temperatura e pressão atmosféricas ambientes, permanece no estado gasoso”. SANTOS, Edmilson Moutinho dos; FAGA, Murilo Tadeu Werneck; BARUFI, Clara Bonomi and POULALLION, Paul Louis. Gás natural: a construção de uma nova civilização. *Estudos Avançados*, v. 21, n. 59, p. 67-90, 2007, p. 67.

leo são aplicáveis, por analogia, ao gás não convencional,⁹ inexistindo uma regulação específica no ordenamento jurídico brasileiro.¹⁰

1.2 O papel da agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Novos rumos e melhores práticas

As agências reguladoras foram criadas pelas Emendas Constitucionais n^o 08 e n^o 09 de 1995. Por meio destas emendas, inseriu-se o inciso XI no art. 21 e o inciso III no parágrafo 2^o do art. 177 da Constituição de 1988, permitindo que fosse criado um órgão regulador com regime autárquico diferencial ou especial. A ANP ganhou crescente protagonismo no novo arcabouço jurídico no setor de petróleo e gás, em um período em que foram criadas diversas agências reguladoras, nas áreas de energia e telecomunicação, entre outras.¹¹

A criação das agências reguladoras visava garantir autonomia e independência funcional de modo a evitar ingerências políticas ou relação de captura pelo segmento controlado. É verdade que as agências reguladoras dotam de um aparato técnico e agilidade mais adequados para regular os diferentes setores da economia e, por isso, acabaram ganhando maior relevância na sua atuação.

E, assim, a ANP foi criada em 1998, tendo sido organizada por meio do Decreto n^o 2.455/1998, que estruturou hierarquicamente a agência, além

⁹ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 11 maio 2021, p. 16.

¹⁰ Segundo Marilda Rosado e Ilana Zeitoune “determinados Concessionários, embasados majoritariamente por razões de ordem técnica, já atentaram à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para a necessidade de tal regulação, de forma a viabilizar tais atividades não convencionais”. RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. *Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios*. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 99.

¹¹ BRASIL. *Decreto n^o 2.455/98, de 1998*. Implanta a Agência Nacional do Petróleo - ANP, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

de determinar as suas principais atividades, adquirindo crescente relevância no mercado do petróleo e gás.¹² A ANP é uma autarquia especial, vinculada ao MME. Em um primeiro momento, a função principal da ANP consistia em receber dados e informações que, até a sua criação, estavam sob a guarda da Petrobras. A partir desta etapa inicial, a ANP assumiu o gerenciamento de todos os assuntos relacionados ao *upstream* e *downstream* no Brasil.

A ANP elaborou e publicou, assim, uma minuta do Modelo de Concessão e de outros contratos, assim como promoveu a posterior assinatura dos primeiros contratos de concessão com a Petrobras. De igual modo, estimulou-se a integração entre a administração e a nova estrutura de fiscalização das atividades no setor de petróleo e gás, além da publicação de portarias, por meio das quais exerce sua atividade de regulação.

Assim a estrutura hierárquica do setor se regula pelos ditames constitucionais e legais, assim como pelos regulamentos presidenciais, pelos regulamentos do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e, por fim, pela ANP.¹³ O CNPE é o “órgão de assessoramento da Presidência da República com a atribuição de elaborar propostas para assegurar o abastecimento interno e o aproveitamento racional dos recursos energéticos”.¹⁴

A Lei do Petróleo dispõe sobre as funções da ANP no seu art. 8º, que deve promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Assim, passa-se à ANP “o papel que caberia ao Poder Público por meio da edição de atos normativos (Portarias, Resoluções, Decisões) que fixa diretrizes para o setor da econômica regulado e, ainda, celebrar contratos, fiscalizar e aplicar penalidades”.¹⁵ Compete à ANP, outrossim, promover as licitações dos blocos e definir previamente o edital e os contratos que serão adotados para consolidar a relação jurídica de exploração do petróleo. Para tanto, deverá respeitar as diretrizes fixadas pelo MME.

¹² RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*. 3. ed. rev. atual. e ampl. Rio de Janeiro: Renovar, 2014, p. 513.

¹³ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Parecer sobre a Oitava Rodada de Licitações*. p. 51.

¹⁴ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 57.

¹⁵ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 57.

Algumas são as premissas que guiam as atividades das agências reguladoras, sendo também aplicáveis à ANP. Nesse sentido, o órgão regulador deve ser “independente, não só dos agentes econômicos submetidos ao especial regime de sujeição, como também, e de forma especial, do próprio governo do qual se originou a decisão de criar a instituição reguladora”.¹⁶

Os efeitos transnacionais das medidas administrativas e a regulação a ser adotada requerem um comprometimento com o *accountability*, permeado pela responsabilidade dos entes administrativos que lhes permita cumprir com a transparência, participação, motivação das decisões, legalidade e revisão autônoma dos atos decisórios.¹⁷

É bem verdade que alguns princípios devem nortear os órgãos reguladores no exercício da sua função, que compreendem (i) a transparência e a participação da sociedade civil nos procedimentos decisórios e normativos; (ii) a motivação das decisões; (iii) a existência de mecanismos de revisão; (iv) a garantia de proporcionalidade; (v) a proteção das expectativas legítimas; (vi) a vedação às medidas restritivas desnecessárias; e (vii) a flexibilização das imunidades dos Estados.

Nessa diretriz, a ANP vem reconhecendo o impacto positivo que boas práticas regulatórias provocam no procedimento regulatório. Por essa razão, a agência implementou procedimento de gerenciamento e revisão periódica do conjunto de atos normativos em vigor.

Uma das iniciativas da ANP inclui a agenda regulatória, revisada biennialmente. Para o biênio 2020-2021, a ANP publicou a sua agenda mais recente, indicam o planejamento quanto à revisão de normas vigentes ou edição de novas normas.¹⁸ Como planejamento para 2020-2021, a ANP pretende abordar temas como a exploração, produção e movimentação de petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis.

¹⁶ FONTES, André. Regulação e Petróleo. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Direito, CEDPETRO, n. 02/286, p. 225-237, 2006, p. 228.

¹⁷ BINENBOJM, Gustavo. *Uma teoria do Direito Administrativo: direitos fundamentais, democracia e constitucionalização*. Rio de Janeiro: Renovar, 2008, p. 21.

¹⁸ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *Agenda Regulatória 2020-2021*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/acesso-informacao/agenda-regulatoria/ar-20-21.pdf>. Acesso em: 18 abr. 2021.

Cabe ressaltar a percepção da ANP de que a boa prática regulatória beneficia não apenas as suas atividades, como também se compatibiliza com medidas legislativas instituídas pelo governo brasileiro em diversos setores. Trata-se de um movimento em prol da racionalização das normas e a sua organização, como é o caso da instituição de Análise de Impacto Regulatório no processo regulatório.

No intuito de aprimorar a qualidade da regulação produzida, a ANP instituiu em 2013, de forma espontânea, o procedimento denominado Análise de Impacto Regulatório (AIR). Atualmente, o AIR foi legalmente instituído pelo art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 e art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019 e regulamentado pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Todas as agências reguladoras estão desenvolvendo esta metodologia.

As propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, editadas por órgão ou entidade da administração pública federal brasileira passam a ser precedidas da realização de análise de impacto regulatório, que conterà informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo para verificar a razoabilidade do seu impacto econômico. Cada agência regulatória disporá sobre a operacionalização do AIR no seio das suas atividades.

O AIR objetiva adotar métodos e técnicas para identificar os benefícios, custos, riscos e impactos do processo regulatório. Trata-se de avaliação prévia à edição dos atos normativos com informações e dados sobre os seus prováveis efeitos, para verificar a razoabilidade do impacto e subsidiar a tomada de decisão.

Por meio da análise de impacto regulatório, pretende-se (i) analisar o problema e os objetivos a serem alcançados; (ii) avaliar as possibilidades de normativas a serem adotadas; (iii) a capacidade da normativa em solucionar o problema; e (iii) consequências positivas e negativas da normativa a ser adotada. O objetivo é adotar a normativa mas adequada ao caso concreto, caso aplicável. Pode ser que agência decida de modo a abster-se da regulação por entender que os custos superam os benefícios¹⁹.

¹⁹ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS; LABORATÓRIO DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DA UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO

No âmbito da AIR, aplicam-se os princípios da proporcionalidade e da razoabilidade sobre o seu procedimento, de modo a determinar que os recursos, os esforços e o tempo empregados no AIR sejam proporcionais à relevância do problema investigado e aos possíveis impactos da regulação proposta. A análise de custo-benefício consiste em apenas uma das metodologias possíveis dentro do AIR, com intuito de identificar se a normativa a ser imposta pode ou não gerar um impacto regulatório.

O AIR gera um relatório e seu conteúdo deve ser detalhado e complementado com as características do caso concreto. Diversas são as etapas que devem ser cumpridas, objetivando-se, no seu produto final, uma clareza acessível ao público para incrementar a participação da sociedade civil nesse processo. O Manual de Boas Práticas Regulatórias sugere um rito procedimental a ser cumprido pela ANP com a identificação (i) do problema e dos atores ou grupos afetados, (ii) da base normativa aplicável, (iii) objetivos que se pretende alcançar; (iv) alternativas que a ANP pode adotar.²⁰

Por fim, deve-se mencionar que existe a possibilidade de que seja criada uma versão simplificada do AIR, no intuito de tornar o processo mais dinâmico. É crescente o número de novas ferramentas que o órgão regulador vem adotando para incrementar o diálogo com a sociedade civil e a transparência nas suas atividades.

1.3 Novos rumos do gás no Brasil: programas nacionais para revitalização das atividades do *Shale Gas*

Antes de tratar dos novos rumos do *shale gas*, é preciso relembrar que, em 2010, a Superintendência de Comercialização e

Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da ANP elaborou um estudo sobre o gás não convencional,²¹ prévio à realização da 12^a

DE JANEIRO - UERJ Reg. *Manual de Boas Práticas Regulatórias*. 2020, p. 31-32.

²⁰ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS; LABORATÓRIO DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DA UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - UERJ Reg. *Manual de Boas Práticas Regulatórias*. 2020, p. 31-32.

²¹ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/>

Rodada de Licitação em 2013. Neste relatório, são retomados conceitos básicos em que os reservatórios convencionais de gás são “aqueles cuja extração do produto é considerada fácil, prática e econômica em um dado estágio tecnológico de desenvolvimento”.²² Ocorre que, “o conceito de gás natural não-convencional não é preciso, pois o gás que fora outrora assim considerado, pode vir a tornar-se convencional através de novos processos e técnicas”.²³

Desse modo, o gás não convencional deve ser entendido como aquele de exploração difícil e, por essa razão, “pouco atrativo economicamente”,²⁴ fazendo com que seja menos atrativo para seus investidores. A terminologia “gás não convencional” para “designar os recursos subcomerciais (leia-se, economicamente não viáveis de serem explorados ou com retornos econômicos marginais) contidos em reservatórios fechados, em rochas geradoras e em carvão”²⁵ surgiu na década de 1970. Em trabalhos

movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf. Acesso em: 11 maio 2021.

²² AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 11 maio 2021, p. 3.

²³ “existem diversas categorias de gás não-convencional, a saber: gás alocado em reservatórios a grande profundidade (*deep gas*) ou em águas profundas (*deep water*), em formações muito pouco permeáveis (*tight gas*), gás de xisto (*gas-containing shales*), gás de carvão (*coalbed methane*), gás de zonas geopressurizadas (*geopressurized zones*) e hidratos submarinos e árticos”. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 11 maio 2021, p. 3; 5. Nesse sentido, Owen Anderson afirma “*While there is no established definition for ‘unconventional gas,’ the term can be used to describe any gas that is substantially more difficult and expensive to recover*”. ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 4.

²⁴ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 11 maio 2021, p. 3.

²⁵ “o referido termo começou a ser difundido nos Estados Unidos como resultado da política norte-americana definida pelo *Gas Policy Act* de 1978, que previa

prévios, contudo, já ressaltamos que “a classificação convencional ou não convencional deixou de ser pautada por aspectos econômicos e passou a ser regida pelas diferenças geológicas dos reservatórios”.²⁶

Historicamente, o *shale gas* foi extraído, pela primeira vez, em 1821 em Nova York, tendo o seu processo exploratório evoluído por mais de 50 anos.²⁷ Atualmente, o *shale gas* ainda se insere no conceito de gás não convencional e, a sua exploração, depende do avanço tecnológico para extrair-lo – *unlock from the shale rock*.

Não há, destarte, nada de efetivamente “revolucionário” no *shale gas*, mas sim de um processo evolutivo, que se aperfeiçoou ao longo das décadas e conta com duas principais tecnologias: o fraturamento hidráulico – *fracking* - e a utilização de poços horizontais. Nesse passo, os agentes públicos desempenharam papel fundamental, especialmente revelado pela evolução do *shale gas* nos Estado Unidos.

Owen Anderson ressalta o papel crucial do governo federal norte americano no desenvolvimento do *shale gas*, com o financiamento de pesquisas e diversos experimentos que contaram com a participação governamental na década de 1970 e 1980.²⁸ Em 1991, o Instituto de Pesquisa

incentivos fiscais à produção de fontes alternativas de energia, na qual se inclui o *shale gas*”. RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 100-101.

²⁶ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 99.

²⁷ “*Shale gas was first extracted as a resource in 1821 in New York.6 The oil and gas industry, which has its beginnings in Titusville, Pennsylvania, in 1859, is only 165 years old, and the modern industry, which is traced to Spindletop, Texas, in 1902, is only 112 years old. The presence of large amounts of gas and oil in shale has been recognized for over 50 years. The problem has been one of how to “unlock” the oil and gas from the shale rock.*”. ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

²⁸ “*The Energy Research and Development Administration funded the Morgantown Energy Research Center,17 which did pioneering research in association with private industry and nine national laboratories to demonstrate and improve shale fracturing and horizontal drilling technologies*” ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and

em Gás norte-americano – *Gas Research Institute* – subsidiou o primeiro poço horizontal²⁹ em Texas Barnett Shale, formação geológica de rochas sedimentares no Texas. Estima-se que a parte produtiva da formação se estenda da cidade de Dallas, cobrindo 13.000 km², um dos maiores campos de gás natural nos EUA.³⁰ Posteriormente, Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford e Eagle Ford apresentaram potencial exploratório.

Nos EUA, os produtores independentes tiveram uma participação relevante no desenvolvimento do *shale gas* e aprimoramento das técnicas de produção, o que contribuiu para alcançar a viabilidade econômica.³¹ Com isso, vale dizer que o estímulo à participação dos produtores independentes no Brasil merece ser considerada.

No Brasil, em que pese as primeiras descobertas de gás natural remontarem à década de 1940, as atividades de exploração do gás natural tiveram “início no ano de 1954, no Estado da Bahia, e concentraram-se primeiramente na região Nordeste (Bahia, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte)”.³² Três décadas depois, o processo migrou para o Estado do Rio de Janeiro, Bacia de Campos. O potencial exploratório de reservas de gás não convencional também é notável no território brasileiro,³³ com alto potencial de exploração nas bacias sedimentares do Parnaíba (Estados

challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 3.

²⁹ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 4.

³⁰ THE RAILROAD COMMISSION OF TEXAS. *Barnett Shale: Information & Statistics* Disponível em: <https://www.rrc.state.tx.us/oil-and-gas/major-oil-and-gas-formations/barnett-shale/>. Acesso em: 15 maio 2021.

³¹ Owen Anderson ressalta que George Mitchell é considerado o ‘pai do fraturamento hidráulico’. George Mitchell passou quase duas décadas desenvolvendo uma técnica bem sucedida de fraturamento hidráulico. A primeira exploração economicamente viável ocorreu em 1998 em Barnett Shale. ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 4.

³² ZEITOUNE, Ilana. Gás não convencional: Novos horizontes regulatórios. *GenJurídico*, 17 abr. 2017. Disponível em: <http://genjuridico.com.br/2017/04/17/gas-nao-convencional-novos-horizontes-regulatorios/>. Acesso em: 15 maio 2021.

³³ RAMOS, Karina Ninni; PENTRY, Paola Mercadante COSTA, Hirdan K. de Medeiros. Atualizações da Exploração de Gás Não Convencional no Brasil. *Revista Gestão e Sustentabilidade Ambiental*, v. 9, n. especial, p. 237-258, fev. 2020, p. 239.

do Pará, Tocantins, Maranhão e Piauí), Paraná (entre os Estados de Santa Catarina e Sul de Góias), Reconcâvo (Estado da Bahia).³⁴

Embora a exploração do *shale gas* esteja presente em bacias brasileiras, como no caso do Recôncavo, “nota-se ainda uma resistência com relação ao desenvolvimento desse tipo de recurso, o que leva à escassez de dados e informações”³⁵ sobre o *shale gas*. E, ainda, faltam investimentos necessários para aproveitamento do potencial exploratório.

Os programas “Gás para Crescer” e “Novo Mercado de Gás” (respectivamente lançados em 2016 e 2019) da alçada do MME encorajam a retomada de estudos e soluções de regulação visando a transição do mercado de gás natural brasileiro para bases concorrenciais. Entre outros objetivos, os referidos programas visam a multiplicidade de agentes produtores e comercializadores de gás natural, efetivamente reduzindo o poder da Petrobras na indústria de gás natural.

Dentre outros elementos, um dos fatores ali inseridos e o estímulo às atividades *onshore*, por meio do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), constando inclusive a possibilidade de atividades focadas na exploração de reservatórios não convencionais.

Em janeiro de 2017, o REATE foi anunciado pelo MME com objetivos estratégicos como “revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional; estimular o desenvolvimento local e regional; e aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional”.³⁶ Além disso, o REATE visava “fomentar o aproveitamento de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade”,³⁷ o *shale gas*.

³⁴ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

³⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 17.

³⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021. p. 8.

³⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

Em 2020, foi lançada a segunda versão do REATE pelo MME – o REATE 2020 – em que foram definidas ações prioritárias a serem implementadas.

³⁸ A motivação do REATE 2020 se fundamentou nos avanços alcançados pelo programa adotado, inicialmente, em 2017. “O REATE 2020 busca avançar ainda mais na implantação de uma política nacional que fortaleça a atividade de E&P de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil”
³⁹.

Como ações prioritárias, o REATE⁴⁰ definiu frentes de trabalho, que são (i) a revisão e simplificação da regulação para seu adequar às inovações tecnológica, coordenada pela ANP; (ii) promover uma “organização integrada” de modo a criar uma interlocução entre agentes econômicos no setor e atrair investimento privado, sob coordenação da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP); (iii) identificar o potencial exploratório e propor soluções tecnológicas para a produção de gás natural, sob coordenação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e (iv) criação de propostas para promoção de um mercado competitivo, sob coordenação do Ministério da Economia.

Tal medida se insere dentro do programa de parcerias de investimentos (PPI) do governo federal criado pela Lei nº 13.334/2016 com a finalidade de ampliar e fortalecer a interação entre o Estado e a iniciativa privada, buscando atrair novos investimentos.

³⁸ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

³⁹ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

⁴⁰ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

2 O DESENVOLVIMENTO DO *SHALE GAS* EM UM CONTEXTO GLOBAL E NO BRASIL

A maior parte da energia produzida a partir destes combustíveis fósseis é obtida por “métodos convencionais de extração, por produção natural ou por estimulação do reservatório”.⁴¹ Na literatura internacional, debate-se há muito sobre como o consumo tenaz de combustíveis fósseis poderá resultar em possível esgotamento dos recursos naturais.⁴²

Diante de um cenário de uma mudança na geopolítica contemporânea do setor energético – *energy shift* - orienta-se para a exploração de fontes energéticas alternativas, como as fontes renováveis, e outras consideradas não convencionais,⁴³ que “exigem a implantação de tecnologia e de processos diferentes daqueles tradicionais de extração, em que o fluxo de fluido no meio poroso depende basicamente de condições favoráveis de permeabilidade do reservatório e da viscosidade do petróleo”.⁴⁴ Nesse rol, inclui-se o *shale gas*, produzido a partir de rochas como folhelhos produtores de gás com baixa permeabilidade⁴⁵ e, por essa razão, também conhecido como gás de folhelho.

⁴¹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 99.

⁴² “*Conventional fossil sources of energy are subject to eventual depletion*”. FATOUROS, Arghyrios A. *An international legal framework for energy*. Leiden: Brill-Nijhoff, Collected Courses of the Hague Academy of International Law, v. 332, p. 363-446, 2008, p. 370.

⁴³ SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma. *Geoforum*, v. 98, p. 264-276, 2019, 264. Ver também RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 100; RAMOS, Karina Ninni; PETRY, Paola Mercadante COSTA, Hirdan K. de Medeiros. Atualizações da Exploração de Gás Não Convencional no Brasil. Florianópolis: *Revista Gestão e Sustentabilidade Ambiental*, v. 9, n. especial, p. 237-258, fev. 2020, p. 238.

⁴⁴ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 99.

⁴⁵ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 82.

O *shale gas* é considerado gás não convencional devido ao custoso processo para sua exploração,⁴⁶ comumente operacionalizado por dois métodos: poços horizontais e fraturamento hidráulico (múltiplas fraturas transversais). Como as rochas são pouco permeáveis, o gás não flui naturalmente, pois os espaços são insuficientes para sua circulação. Configura-se, de certo modo, um “paradigma na indústria por estar-se diante de estrutura geológica distinta do modelo classicamente disseminado, o que implica técnicas distintas para sua exploração e um quadro regulatório próprio que viabilize a economicidade de sua produção”.⁴⁷

Desse modo, utilizam-se tecnologias mais avançadas para a extração deste gás não convencional de modo a tornar a sua produção rentável. Enquanto um reservatório tradicional permitiria a recuperação do gás sem a adoção de técnicas especiais, o não convencional exige que certas tecnologias sejam aplicadas para que a vazão de fluxo de gás alcancem patamares economicamente viáveis.

Assim, “a técnica de fraturamento hidráulico para estimular a produção de petróleo e gás naturais iniciou na década de 1950, antecedida de experimentação que remonta ao século 19”.⁴⁸ O fraturamento hidráulico pode ser natural ou artificial, por meio do qual se fratura a rocha com uso de um fluido sob pressão.⁴⁹ Isto é, injeta-se “um fluido, à base de água e solventes químicos comprimidos, na formação, sob vazão e pressão controladas e elevadas o suficiente para provocar a ruptura da rocha por tração, dando início a uma fratura que se propaga durante o período de bombeamento do fluido”.⁵⁰ Posteriormente, “o material de sustentação

⁴⁶ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 4.

⁴⁷ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 79.

⁴⁸ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 102.

⁴⁹ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 6.

⁵⁰ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 102.

de fratura ou propante, é bombeado, juntamente com o fluido do fraturamento, mantendo a fratura aberta e criando caminhos preferenciais de alta permeabilidade para a migração do gás a ser extraído”.⁵¹

O poço horizontal, por sua vez, é uma inovação mais recente, se tornando possível a partir da década de 1980 por meio do desenvolvimento de motores hidráulicos, quando a tecnologia permitiu o desenvolvimento de equipamentos para implementação desta técnica.⁵²

Além do potencial econômico que as bacias sedimentares apresentam para o setor de gás, “o baixo nível de emissões de poluentes, destacam-se como características vantajosas do gás natural”.⁵³ Existe, também, uma perspectiva econômica que justifica a criação de programas que incentivem a exploração do *shale gas*. Nesse panorama, as motivações para que o governo federal crie programas de incentivo incluem o subaproveitamento das bacias sedimentares terrestres, a criação de empregos e o desenvolvimento econômico.

Em virtude do seu apelo econômico, o *shale gas* passou a ser explorado em diferentes países, com especial foco nos EUA, Argentina, Canadá e Polônia. Diversas são as justificativas dos governos para incentivar a exploração do *shale gas*, seja a segurança energética ou a redução na emissão de GEE. Contudo, para aqueles países que possuem reservas, há que se registrar que o gás não convencional também contribui para redução da dependência nas importações e perspectiva de crescimento econômico. Para tanto, é preciso garantir não apenas incentivo governamental, como também promover a atração de investimentos privados para desenvolver o setor.

⁵¹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 102.

⁵² ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 6.

⁵³ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. In: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p. 100.

2.1 A perspectiva econômica e os investimentos públicos e privados essenciais ao desenvolvimento do *Shale Gas*

O desenvolvimento do *shale gas* no Brasil e no mundo se justifica do ponto de vista do desenvolvimento econômico, já que a exploração e produção de gás natural atrai novos investimentos e agentes econômicos,⁵⁴ bem como potencializa a geração de empregos. Nesse sentido, “o aproveitamento de recursos não convencionais pode contribuir sobremaneira para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias terrestres”.⁵⁵ Segundo a FGV Energia, “os investimentos em exploração de gás no Brasil são modestos, se comparados aos países vizinhos e estão em uma trajetória de redução”.⁵⁶

Os EUA foram o primeiro país a explorar comercialmente de forma mais expressiva o *shale gas* em seu território.⁵⁷ O primeiro registro de extração do gás não convencional data de 1821 em Nova York.⁵⁸ É possível dizer, ainda, que a produção de *shale gas* nos Estados mudou o *landscape* regulatório sobre a exploração desta fonte energética, podendo ser “classificado como verdadeiro *game changer* a influenciar as relações globais consumidor-produtor”.⁵⁹ Ressalta-se, contudo, que se trata de um processo

⁵⁴ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

⁵⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 9.

⁵⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 11.

⁵⁷ A autora deseja agradecer, especialmente, a Luis Eduardo Esteves pela contribuição sobre o desenvolvimento do *shale gas* nos Estados Unidos e na Argentina e a sua perspectiva econômica.

⁵⁸ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

⁵⁹ “O boom do *shale* nos Estados Unidos é atribuído a alguns fatores. O primeiro aspecto apontado dentre especialistas é a prévia *expertise* técnica dos americanos. Isso porque os Estados Unidos vêm engajados na extração de petróleo e gás desde a segunda metade do século XIX, possuindo largo *know-how* no desenvolvimento de técnicas para extrair o óleo e gás de forma econômica, inclusive de lugares de difícil extração”. ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 99-101.

evolutivo – *shale evolution*, tendo sido desenvolvido ao longo de décadas de investimentos e desenvolvimento das técnicas na sua exploração.⁶⁰

Os EUA são um exemplo do potencial que o *shale gas* pode representar para a economia de um país, em especial como alavancagem do seu setor de petróleo e gás. A produção de gás natural em reservatórios de *shale gas* é o principal fator contribuinte para o incremento e subsequente recuperação da produção de gás natural que vem ocorrendo nos EUA desde 2005.

Entre 1990 e 2005 (o ano que marca o início da revolução do *shale gas* neste país), a produção gás natural dos EUA estava próxima do nível de 1,5 bilhão de metros cúbicos por dia (Bm^3/d). No entanto, desde 2005, a produção de gás natural tem aumentado continuamente, ultrapassando o nível histórico de 2 Bm^3/d em 2014. Ao segregar a origem da produção por reservatórios, fica nítido que o incremento da produção dos Estados Unidos é resultado direto da expansão da produção proveniente de reservatórios não convencionais de *shale gas*. A Figura 1 mostra a evolução da produção entre os anos de 1990 e 2019.

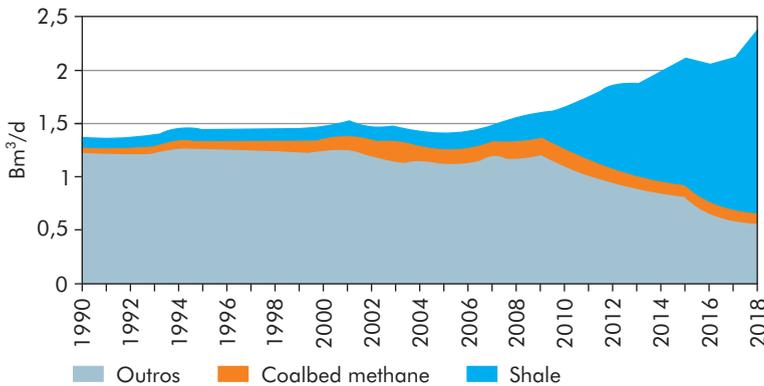


Figura 1 Produção de gás natural nos EUA dividida por fontes

Fonte: Baseado em dados de IEA (2021).⁶¹

⁶⁰ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

⁶¹ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Natural Gas Gross Withdrawals and Production. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_NUS_mmcfc_m.htm. Acesso em: 15 maio 2021.

Visualmente, podemos separar a figura em dois grandes períodos, antes e após 2005. No primeiro período, antes de 2005, a produção total dos EUA variou entre 1,38 Bm³/d e 1,52Bm³/d, e a participação do gás proveniente dos reservatórios de *shale gas* no total cresce ligeiramente de 0,12 Bm³/d em 1990 para 0,15 Bm³/d em 2005. Assim, a produção de gás dos reservatórios não convencionais de *shale gas* acumulou um crescimento próximo a 25% nesse período. Apesar de apresentar taxas de crescimento superiores às fontes convencionais, tal expansão eleva marginalmente a participação do *shale gas* na oferta nacional, de 8,8% em 1990 para 10,9% em 2005⁶².

No segundo período, a partir de 2005, a produção dos EUA apresenta substancial crescimento, aumentando continuamente de 1,5 Bm³/d para 2,1 Bm³/d em 2015, demonstrando que o gás natural proveniente de reservatórios de *shale gas* configura a origem desta expansão. Do nível anterior de 0,15 Bm³/d em 2005, essa produção aumentou para 1,8 Bm³/d em 2018, representando crescimento médio de 21,4% ao ano. Esse considerável aumento na produção proveniente de reservatório de *shale gas* multiplicou sua participação na produção total dos EUA em quase cinco vezes, passando de 10,9% em 2005 para 63,5% em 2018⁶³. Tal expansão acabou por cunhar o termo “revolução” do *shale gas*, tendo em vista tanto o rápido crescimento da produção quanto o ganho de participação na produção dos EUA⁶⁴. A Figura 2, abaixo, mostra um mapa com as formações de *shale gas* dos EUA associados aos *plays* geológicos identificados.

⁶² US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2016*. Washington, DC - USA: U.S. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/MT_naturalgas.php#natgasprod_exp. Acesso em: 22 maio 2021.

⁶³ US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2016*. Washington, DC - USA: U.S. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/MT_naturalgas.php#natgasprod_exp. Acesso em: 22 maio 2021; US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production.” *Natural Gas Data. August 7, 2020*. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_epg0_fgw_mmcf_a.htm. Acesso em: 22 maio 2021.

⁶⁴ Em que pese a utilização da terminologia ‘revolução’ do *shale gas* por alguns, Owen Anderson ressalta que não se trata de uma revolução – *revolution* – mas sim uma evolução – *evolution* – do *shale gas*, cujas técnicas de exploração se desenvolveu ao longo de algumas décadas. ANDERSON, Owen L. *Shale Revolution*

Assim como no caso dos EUA, a exploração de reservatórios não convencionais é o principal responsável pelo incremento na produção de gás natural da Argentina nos últimos anos. Enquanto nos EUA, a produção de reservatórios de *shale gas* acelerou no início da década de 1990, resultando na revolução do *shale gas* em 2005, na Argentina, a extração de reservatórios não convencionais inicia a sua aceleração em 2014, sendo o principal impulsionador do incremento na produção desse país. A Figura 2 mostra a evolução da produção bruta de gás natural de acordo com o reservatório (convencional e não convencional) entre 2000 e 2019.

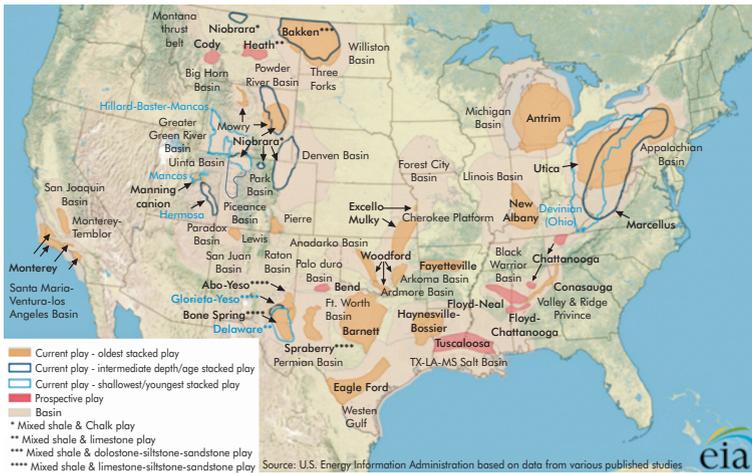


Figura 2 Mapa dos EUA com as formações de *shale gas* e os *plays* geológicos identificados

Fonte: Reprodução de EIA (2016).⁶⁵

A análise visual da Figura 3 também nos permite dividi-la em duas partes, antes e após o ano de 2014. Antes de 2014, há clara tendência de

or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, 2013, p. 1-26.

⁶⁵ US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2016*. Washington, DC - USA: U.S. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/MT_naturalgas.php#natgasprod_exp. Acesso em: 22 maio 2021.

queda na produção total do país, sendo majoritariamente baseada no declínio da produção de reservatórios não-convencionais. Em maiores detalhes, após atingir uma produção de 142 MMm³/d em 2004, a produção inicia contínua redução até atingir o valor de 113 MMm³/d em 2013.

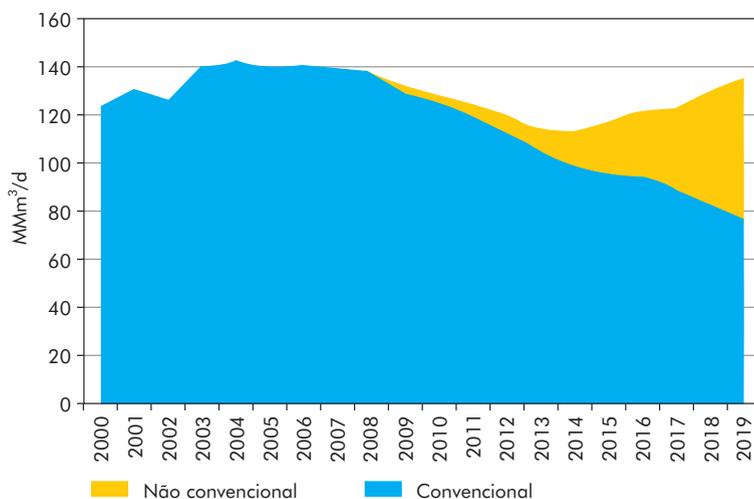


Figura 3 Produção de gás natural da Argentina entre 2000 e 2019

Fonte: Secretaría de Energía (2020).⁶⁶

Contudo, em 2014, inicia-se uma tendência de crescimento, notadamente baseada na expansão da produção dos reservatórios não convencionais, quando a produção da Argentina retoma a tendência de crescimento. Em maiores detalhes, entre 2014 e 2019 a produção de gás natural de reservatórios convencionais declina de 113 MMm³/d para 77 MMm³/d enquanto a produção de reservatórios não convencionais aumenta de 13,6 MMm³/d para 57,7 MMm³/d.

⁶⁶ SECRETARÍA DE ENERGÍA. Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV). Datos públicos generados, almacenados y publicados por Secretarías y Subsecretarías dependientes de la Secretaría de Gobierno de Energía. Dataset. 2020. Disponível em: <http://datos.minem.gob.ar/dataset?tags=Gas&groups=exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos>. Acesso em: 21 maio 2021.

A produção de gás natural a partir de reservatórios não convencionais na Argentina, incluindo-se tanto reservatórios do tipo *shale gas* quanto reservatórios do tipo *tight gas*, aumentaram substancialmente em um período de 10 anos. De 2,8 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d) em 2009 para 57,7 MMm³/d em 2019. A região de *Vaca Muerta*, localizadas na bacia de Neuquén, é a principal fonte do crescimento da produção dos reservatórios não convencionais, representando quase 95% da produção de reservatórios não convencionais na Argentina em 2019. Considerando a participação das fontes não convencionais na produção total da Argentina, esta cresceu de 2% em 2009 para 40,3% em 2019⁶⁷.

Verifica-se, desse modo, que a exploração de *shale gas* apresenta uma relevante contribuição para o aumento da produção de gás natural nos países que fomentaram este setor. Este aumento acaba por contribuir, conseqüentemente, para o desenvolvimento econômico nacional, assim como atração de novos investimentos e criação de empregos. Há, entretanto, outras perspectivas relacionadas ao *shale gas* que merecem ser analisadas do ponto de vista socioambiental e que levam ao dilema do incipiente estágio exploratório em alguns países, como no Brasil.

2.2 Desafios para exploração e o seu enfrentamento: impactos ambientais da exploração do *Shale Gas*

“O gás natural tem aumentado seu papel estratégico como fonte de energia para o mundo, principalmente em razão de seu menor impacto ambiental em comparação com as demais fontes fósseis”.⁶⁸ No entanto, os desafios ambientais relacionados à exploração do *shale gas* são tão relevantes para

⁶⁷ SECRETARÍA DE ENERGÍA. Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV). Datos públicos generados, almacenados y publicados por Secretarías y Subsecretarías dependientes de la Secretaría de Gobierno de Energía. Dataset. 2020. Disponível em: <http://datos.minem.gob.ar/dataset?tags=Gas&groups=exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos>. Acesso em: 21 maio 2021.

⁶⁸ Edmilson Santos *et al*, definem o gás natural como “uma mistura de hidrocarbonetos leves que, a temperatura e pressão atmosféricas ambientes, permanece no estado gasoso”. SANTOS, Edmilson Moutinho dos; FAGA, Murilo Tadeu Werneck; BARUFI, Clara Bonomi; POULALLION, Paul Louis. Gás natural: a construção de uma nova civilização. Estudos Avançados. v. 21, n.5 9, p. 67-90, 2007, p. 68.

o seu desenvolvimento que podem ser considerados como uma das razões para retardamento do seu avanço no Brasil⁶⁹, especialmente em virtude da técnica de exploração – o fraturamento hidráulico. A característica do *shale gas* exige que sejam utilizadas duas técnicas combinadas, que são diferentes daquelas adotadas para a extração convencional.

O fraturamento hidráulico é um processo que aumenta a produtividade dos poços produtores, incrementando-a e elevando a economicidade da atividade de produção. Trata-se de uma técnica que exige a injeção de grande quantidade de água em alta pressão para a criação de fraturas, objetivando conectar as fraturas criadas com as pré-existentes no reservatório, o que gera ‘caminhos’ pelos quais o gás natural irá fluir do reservatório para o poço.

Esta técnica também demanda areia (utilizada para manter abertas as fraturas criadas) e pequena quantidade de produtos químicos. Trata-se, entretanto, de um processo que pode gerar sismicidade e demanda grande quantidade de água potável, elemento que fundamenta conflitos com outras atividades humanas intensivas em água, principalmente a agricultura. Outro aspecto relevante é a gestão dos resíduos, majoritariamente do líquido recuperado da fratura, rico em hidrocarbonetos e demandante de tratamento para a sua disposição final.

Ilana Zeitoune ressalta que o fraturamento hidráulico já recebeu muitas críticas por ambientalistas em razão de desastres ambientais causados por esta técnica, críticas estas fundamentadas na

incerteza quanto à composição química do fluido de fraturamento; os escapes de gás e fluido para os aquíferos e a contaminação de água potável; o uso massivo de água e o derramamento de água descartada no solo; a ocorrência de atividades sísmicas; a poluição sonoro-visual e impactos sobre a paisagem; e os impactos sobre a qualidade do ar⁷⁰

⁶⁹ “If anything is revolutionary about shale, it is the manner in which shale oil and shale gas were ignored by government forecasters, experts, and major oil and gas companies. By and large, energy outlooks, published as recent as 2011 paid scant attention to shale gas”. ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

⁷⁰ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 89.

Com isso, é preciso ressaltar os principais riscos ao meio ambiente relacionados à técnica de fraturamento hidráulico que são (i) a contaminação e desperdício de recursos hídricos⁷¹; (ii) abalos sísmicos; (iii) emissão de gases de efeito estufa (GEE); e (iv) impacto às comunidades locais, a nível social e da saúde humana.⁷²

Desse modo, um dos principais impactos ambientais⁷³ consiste na “contaminação da água potável por meio dos fluídos injetados à fratura e posteriormente expelidos”⁷⁴. Ao longo da análise dos potenciais impactos ambientais relacionados ao fraturamento hidráulico, verificou-se que águas subterrâneas podem vir a ser contaminadas pelos solventes químicos inje-

⁷¹ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 9.

⁷² Outra análise interessante resulta da pesquisa feita por Harry McNally, Peter Howley e Matthew Cotton sobre a percepção da comunidade local a respeito da denominação ‘fraturamento hidráulico – *fracking* – em contraposição à percepção da comunidade por outra expressão que represente a técnica de *fracking* que corresponderia à ‘pressão hidráulica para extrair gás natural do solo’. A pesquisa identificou que a aceitação do termo *fracking* por parte da comunidade local é muito menor do que um termo descritivo que seja sinônimo. A justificativa reside no fato de que a exploração do *shale gas* é um processo técnico e complexo, sendo a difusão do conhecimento técnico limitado quando se trata de compreender este processo. Nesse panorama, os indivíduos se baseiam em decisões heurísticas simples moldadas pela forma como este problema é enquadrado pela mídia e outras partes interessadas que podem vir a restringir a amplitude da informação disponível ao público. Além disso, a limitação na informação disponível ao público, pode limitar, também, a sua percepção em relação a questões ambientais complexas. MCNALLY, Harry; HOWLEY, Peter; COTTON, Matthew. Public perceptions of shale gas in the UK and decision heuristics. In: *Energy, Ecology and Environment*. v. 3, 2018, p. 305–316.

⁷³ “Os movimentos no-fracking comumente usam argumentos relacionados aos potenciais impactos ambientais e socioambientais como contaminação dos recursos hídricos, piora na qualidade de vida das comunidades envolvidas, e a indução de sismos. Apesar das pautas levantadas, em certos momentos suas argumentações acabam se distanciando ou mesmo sendo desatualizadas com o tempo, quando confrontadas com os dados científicos e as evoluções tecnológicas”. COORDENAÇÃO REDE GASBRAS SEÇÃO MINAS. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais. In: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Recursos Não Convencionais*. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 128.

⁷⁴ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 90.

tados para realizar a fratura como, por exemplo, o metano e outras substâncias nocivas à saúde humana.

Ocorre que as pesquisas realizadas até o momento não apresentam certeza de umnexo causal entre os registros de contaminação e o fraturamento hidráulico.⁷⁵ Existem alguns fatores que podem ter gerado tais contaminações como a gestão inadequada de segurança da técnica, Ainda assim, a inovação tecnológica pode permitir a remediação dos potenciais impactos aliados à uma fiscalização da adoção adequada de mecanismos de segurança para evitar possíveis contaminações.

É importante esclarecer, também, a necessidade de *disclosure* por parte dos órgãos reguladores⁷⁶ sobre a composição química do fluido do fraturamento hidráulico de modo a permitir que uma regulação adequada seja propriamente adotada para proteger a população em caso de contaminação.

Outro aspecto relevante envolvendo o fraturamento hidráulico que gerou muitas críticas e, inclusive, fundamentou a moratória do *shale gas* no Reino Unido,⁷⁷ são os potenciais abalos sísmicos. A injeção de fluidos em alta pressão já foi apontado como uma razão para abalos sísmicos em Arkansas e Oklahoma, nos EUA.⁷⁸ “No caso do incidente no Reino Unido, constatou-se que a água injetada com o fluido do fraturamento lubrificou a falha geológica existente e a deslocou em 1 cm, o que acarretou o abalo de escala 2”.⁷⁹

Além disso, não se sabe, ainda, se o mercado do *shale gas* no Brasil “conseguirá atender à demanda de tecnologia e infraestrutura de processamento e escoamento para os mercados consumidores, com bens e

⁷⁵ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 90-92.

⁷⁶ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 93.

⁷⁷ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

⁷⁸ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 9.

⁷⁹ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 94.

serviços produzidos no país, de forma a atender a exigência de Conteúdo Local (CL) que se tem para as concessões convencionais”.⁸⁰

2.3 OS POTENCIAIS IMPACTOS ÀS COMUNIDADES LOCAIS

Com a possível exaustão dos combustíveis fósseis, a busca por outras fontes não convencionais de energia se intensifica. Nesse sentido, Damien Short e Anna Szolucha fazem⁸¹ referência ao termo proposto por Michael Klare em texto publicado em 2009 em referência a uma nova era, caracterizada por condições extremas, em que outras fontes de energia, menos convencionais, serão exploradas. Para Michael Klare, caracterizar-se-ia como um período de transição entre a ‘Era do Petróleo’ e a ‘Era das Fontes Renováveis’, alcunhada de Era da Energia Extrema (*Era of Xtreme Energy*)⁸².

A exploração destas fontes não convencionais de energia proporcionariam um risco mais alto no processo de extração e produção, intrinsecamente relacionado com impactos ao meio ambiente e à sociedade. O *shale gas* se insere neste panorama, uma vez que o fraturamento hidráulico des-

⁸⁰ ZEITOUNE, Ilana. *Gás não convencional: Novos horizontes regulatórios*. In: Gen-Jurídico, 17 abr. 2017. Disponível em: <http://genjuridico.com.br/2017/04/17/gas-nao-convencional-novos-horizontes-regulatorios/>. Acesso em 15: maio 2021.

⁸¹ SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma. In: Geoforum, v. 98, p. 264-276, 2019, 264.

⁸² “so great is our demand for energy, and so well-entrenched the existing systems for delivering the fuels we consume, that (barring a staggering surprise) we will remain for years to come in a no-man’s-land between the Petroleum Age and an age that will see the great flowering of renewable energy. Think of this interim period as — to give it a label — the Era of Xtreme Energy, and in just about every sense imaginable from pricing to climate change, it is bound to be an ugly time”. KLARE, Michael. *The Era of Xtreme Energy: Life After the Age of Oil*. Disponível em: https://www.huffpost.com/entry/the-era-of-xtreme-energy_b_295304. Acesso em: 15 maio 2021.

perta controversos⁸³ posicionamentos sobre seus impactos ambientais, sociais e à saúde humana.⁸⁴

A pesquisa realizada com Damien Short e Anna Szolucha adotou a metodologia da criminologia verde – *green criminology* – para realizar uma pesquisa etnográfica e participativa em locais onde a extração era realizada em Lancashire, noroeste da Inglaterra.⁸⁵ A pesquisa realizada por estes autores tinha por objetivo avaliar a percepção e os impactos às comunidades locais que seriam causados pela extração do *shale gas*. Com fundamento nas entrevistas realizadas por Damien Short e Anna Szolucha, foram identificados pontos de preocupação das comunidades locais relacionados à extração do *shale gas*, são eles (i) significativo aumento no tráfego de caminhões; (ii) industrialização da paisagem; (iii) potencial poluição da água; (iv) poluição do ar e poluição localizada, incluindo, despejo de resíduos; e (v) poluição sonora e abalos sísmicos.⁸⁶

⁸³ É possível mencionar que os impactos ambientais e sociais são ‘controversos’, haja vista a dualidade de posicionamentos com relação aos seus efeitos. A posição crítica, especialmente levantada por documentários como *Gasland*, *Truthland* e *La Guerra del Fracking*, tratam dos desastres ambientais, enquanto outros especialistas defendem que os argumentos utilizados em tais documentários são “de uma preocupação altamente emocional e política”. ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 89.

⁸⁴ Interessante análise feita por Damien Short e Anna Szolucha que se alicerça da literatura de ciências sociais, incluindo contribuições da linha *green criminology*, em que os limites entre o crime e o dano se confundem, para avaliar experiências da exploração do *shale gas* no Reino Unido com especial foco no processo de aprovação do fraturamento hidráulico. SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. *Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma*. In: *Geoforum*, v. 98, p. 264-276, 2019, 265.

⁸⁵ “Szolucha’s (2016) social impact research, on which we draw in this paper, was the product of more than 12 months of ethnographic and participatory research which involved living in close proximity to the actual and potential drilling sites in Lancashire. Szolucha participated in the meetings and events of the local planning authorities, Public Inquiry hearings, local grassroots antifracking groups and national regulatory agencies. Where direct participation was not possible, publicly available video recordings of the events were studied”. SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. *Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma*. In: *Geoforum*, v. 98, p. 264-276, 2019, 266.

⁸⁶ “SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. *Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma*. In: *Geoforum*, v. 98, p. 264-276, 2019, 266.

Sem dúvida, a manutenção da “segurança e preservação da disponibilidade e qualidade das águas de consumo, recursos hídricos e aquíferos, contra os riscos de contaminação pelas operações de *fracking*, são argumentos determinantes para o posicionamento das comunidades locais”.⁸⁷ A população local pode ser diretamente impactada, caso testes não sejam realizados nas águas para avaliar, regularmente, a sua potencial contaminação.

Outro ponto importante a ser ressaltado é que as comunidades locais afetadas pela extração do *shale gas* no Reino Unido, por exemplo, pertencem a zonas rurais, afastadas do urbanismo intenso que contam com ambientes dotados de maior poluição e tráfego intenso.⁸⁸ A comunidade local destas regiões se sujeitam, ainda mais, aos impactos gerados pela industrialização e poluição provocados pela transformação da região.

Isto porque, além da circulação de caminhões e aumento significativo do tráfego e ruído na zona onde ocorre o fraturamento hidráulico, é preciso instalar “diversos *pads* para abrigar muitos poços de produção, porquanto a depletação de uma zona produtora de *shale* ocorre rapidamente, o que acarreta a necessidade de perfuração de um número significativo de poços para a continuidade da produção”.⁸⁹

⁸⁷ COORDENAÇÃO REDE GASBRAS SEÇÃO MINAS. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais. In: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Recursos Não Convencionais*. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 129.

⁸⁸ “There are various environmental risks and negative impacts related to shale gas activities. Environmental risks

include, among others, water contamination, air pollution, soil contamination and seismicity, while other negative impacts consists of noise and light impacts, visual impacts, increased traffic, impacts on housing markets, etc”. PYHÄRANTA, Meri-Katriina. State ownership of petroleum resources: an obstacle to shale gas development in the UK? *Journal of World Energy Law and Business*, v. 10, p. 358-366, 2017, p. 362.

⁸⁹ “A ausência de um planejamento para a instalação desses *pads*, incluindo a produção de normas acerca da distância mínima entre os poços, pode alterar significativamente a paisagem, como ocorreu na formação Marcellus, nos Estados Unidos, uma das principais produções de *shale* no mundo”. ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 95.

A possibilidade de contaminação da água, como já discutida, pode repercutir na saúde humana dessa população local, impactos estes dificilmente avaliados a curto prazo, que exigem uma pesquisa científica mais prolongada.

3 O SHALE GAS NO BRASIL: PERSPECTIVAS E DESAFIOS

3.1 O processo licitatório no setor de petróleo e gás

Muitas foram as mudanças que ocorreram no setor do petróleo e gás no Brasil no final da década de 1990. A partir desse momento, registrou-se a abertura do mercado petrolífero que começou a se consolidar com a promoção da 1ª Rodada de Licitações pela ANP. Diversos foram os fatores que motivaram a escolha brasileira pelo modelo de concessão para as atividades exploratórias: (i) o alto risco existente à época de sua concepção; (ii) a baixa capacidade de financiamento do Estado; (iii) a existência de campos petrolíferos de tamanho pequeno ou médio e, (iv) o baixo preço do barril de petróleo à época.⁹⁰

As conquistas do modelo competitivo não podem ser menosprezadas. A avaliação realista dos benefícios gerados pelo regime jurídico vigente abrange o sistema licitatório adotado, com questões como a remuneração auferida pelo Estado, em virtude do aproveitamento dos recursos petrolíferos (genericamente, o *government take*), e o modelo de contrato utilizado.

Os dados estatísticos revelam que mais de 100 empresas, nacionais e estrangeiras, de diferentes portes, já participaram dos procedimentos licitatórios promovidos pela ANP. Atualmente, a maior parte da produção brasileira é proveniente de blocos licitados nas rodadas promovidas por esta agência reguladora.

⁹⁰ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*. 3ª ed. rev., atual. e ampl., 2014. Rio de Janeiro: Renovar, p. 513.

O ordenamento jurídico brasileiro não ficou imune ao fenômeno da convergência entre o direito público e o privado, tornando intercambiáveis alguns conceitos. Enquanto o Direito Público privatiza, constata-se a publicização do Direito Privado, ou melhor, sua progressiva constitucionalização. Nesse cenário, o princípio da boa-fé permeia todas as relações na indústria, cujo ponto de partida são as relações negociais prévia à formação dos contratos e se estende à fase de cumprimento das obrigações contratuais, após sua celebração.⁹¹

Até o final de 2013, haviam sido realizadas 12 Rodadas de Licitação com objetivo de habilitar a concessão de blocos exploratórios. Entre 1999 e 2008, as Rodadas de Licitação ocorreram com regularidade e, entre 2008 e 2012 houve uma interrupção das mesmas. “A retomada aconteceu em 2013 com a 11ª e 12ª rodadas de licitações, esta última apenas com a oferta de blocos terrestres, mas pela primeira vez com a presença de áreas com potencial para gás natural não convencional”.⁹²

Desse modo, a exploração do *shale gas* foi operacionalizada por meio do modelo tradicional de rodadas de licitações. A 12ª Rodada de Licitação foi autorizada pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 6/2013 em observância à uma tendência global de fomento à exploração de *shale gas*. O objetivo principal desta rodada era licitar “240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras”.⁹³ A licitação chamou a atenção para a abrangência do contrato de concessão ao frisar a possibilidade de exploração e produção de gás natural a partir de recursos convencionais e não convencionais.

⁹¹ XAVIER JUNIOR, Ely Caetano; RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; VOLPON, Fernanda Torres. Contratos internacionais complexos em uma perspectiva comparada e a responsabilidade civil pré-contratual. In: MENEZES, Wagner. (Org.). *Direito Internacional em Expansão*. Anais do XVII Congresso Brasileiro de Direito Internacional. Belo Horizonte: Arraes, v. 16, 2019p, . 51-72. Ver também SCHREIBER, Anderson. *Manual de Direito Civil Contemporâneo*. São Paulo: Saraiva Educação, 2018, p. 457.

⁹² SUÁREZ, Luiz Alberto Pimenta. *Os desafios para exploração de shale gas no Brasil a partir da análise da experiência americana*. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Bacharelado em Economia). 2016, p. 50.

⁹³ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 02 maio 2021.

É importante observar que, naquele momento já se observava a dificuldade em reproduzir o modelo norte-americano no sistema brasileiro. Nos EUA, verifica-se uma particularidade não replicável em outros ordenamentos jurídicos, que consiste na visão de propriedade privada.⁹⁴ Assim, não apenas os indícios geológicos eram propícios, mas houve uma conjugação de fatores que contribuíram para o desenvolvimento do *shale gas* naquele país envolvendo a inovação tecnológica, mão de obra especialidade, empreendedorismo, entre outros.

No Brasil, a 12ª Rodada de Licitação atraiu 26 investidores, 72 blocos foram arrematados e 62 contratos de licitação foram assinados. Após a rodada, o Ministério Público Federal ajuizou Ações Civas Públicas com o principal objeto de suspender os efeitos dos contratos de concessão assinados envolvendo a exploração do gás não convencional nas bacias sedimentares brasileiras com a técnica *fracking* sem a devida avaliação do órgão ambiental.⁹⁵

Na opinião de alguns, o desencadeamento de tais processos judiciais em face da 12ª Rodada de Licitação resultou da “ausência de um prévio alinhamento entre os órgãos reguladores que, de certa forma, são envolvidos com essa atividade”.⁹⁶ Verificou-se a descoordenação entre as entidades que regulam as atividades de exploração e produção de petróleo e os órgãos ambientais. Esse descompasso resultou em desconfiança e repercussão negativa sobre a exploração do *shale gas* na indústria brasileira.

A promoção de uma rodada de licitação que exigiria, posteriormente, a obtenção de licenciamento ambiental das bacias sedimentares com uso da técnica exploratório de *fracking*. O processo de judicialização do *shale gas* gerou, de certo modo, uma incerteza sobre o futuro da exploração do gás não convencional no Brasil.

⁹⁴ “In the USA, the private ownership of minerals has been one of the factors enabling the rapid development of shale gas resources. Private mineral owners have been willing to lease their mineral rights against economic compensation, thus allowing energy companies to access and use the private land for shale gas exploration and production”. PYHÄRANTA, Meri-Katriina. State ownership of petroleum resources: an obstacle to shale gas development in the UK? *Journal of World Energy Law and Business*, v. 10, p. 358–366, 2017, p. 358.

⁹⁵ Ver 3.2 O DILEMA DO SHALE GAS NO BRASIL COM A JUDICIALIZAÇÃO DA 12ª RODADA DE LICITAÇÃO neste trabalho.

⁹⁶ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 190.

3.2 O dilema do *shale gas* no Brasil com a judicialização da 12ª rodada de licitação

A 12ª Rodada de Licitações foi autorizada pela Resolução CNPE nº 6/2013, além de ter observado os parâmetros das normas legais, como a Lei do Petróleo, a Resolução da ANP nº 27/2011, assim como as demais resoluções do CNPE. Em 7 de agosto de 2013, foi publicado o edital no Diário Oficial da União. A ANP realizou a sessão pública de conferência de ofertas no dia 28 de novembro de 2013, oferecendo “240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas”.⁹⁷

A ANP esclarece que a oferta despertou o “interesse de 26 sociedades empresárias, das quais 25 pagaram taxas de participação, no valor total de R\$ 2,8 milhões, 21 foram habilitadas a participar da rodada e 12 apresentaram ofertas e sagraram-se vencedoras”.⁹⁸ Dos 240 blocos ofertados, 72 foram arrematados o que totalizou 47.427,60 km² de área.

Assim, como resultado da 12ª Rodada de Licitação, alguns blocos foram arrematados e ensejaram a celebração dos respectivos contratos de concessão.⁹⁹ Com o processo de judicialização do *shale gas* no Brasil em razão do ajuizamento de Ações Cíveis Públicas para suspender as atividades de exploração nas bacias sedimentares da Bacia do Parnaíba, Bacia do Paraná, Bacia do Recôncavo, Bacia Sergipe-Alagoas, houve desdobramentos não previstos no planejamento da ANP.

⁹⁷ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 19 maio 2021.

⁹⁸ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 19 maio 2021.

⁹⁹ “Nos dias 15 de maio, 6 de junho e 26 de setembro de 2014, a ANP providenciou a assinatura de 62 contratos de concessão relativos à 12ª Rodada de Licitações. O bônus de assinatura arrecadado com a concessão desses blocos foi de R\$ 154,3 milhões de bônus de assinatura e o compromisso de investimentos exploratórios da ordem de R\$ 388,5 milhões”. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 19 maio 2021.

Entre 2013 e 2016, “o Ministério Público moveu cinco ações civis públicas no intuito de anular a rodada de licitações realizada em 2013 e os contratos relativos a blocos de exploração de gás de folhelho com aplicação da técnica de fraturamento hidráulico”.¹⁰⁰

Em 2013, o Ministério Público Federal (MPF) ajuizou a Ação Civil Pública nº 0005610-46.2013.4.01.4003 contra a ANP com pedido de liminar para determinar a suspensão dos atos que decorressem da arrematação do bloco PN-T-597, localizado na Bacia do Parnaíba. Na referida ação, o MPF alegou que o fraturamento hidráulico “contestada em quase todo o mundo pelo extremo perigo que oferece ao meio ambiente, o que se intensifica pela falta de estudos sobre a real potencialidade danosa da utilização da técnica de exploração do gás de folhelho”.¹⁰¹ Assim, o principal argumento do MPF não era de suspender definitivamente as atividades de *shale gas* no Brasil, mas que se fazia necessário explorar esse tipo de energia com base em um estudo de viabilidade que garanta segurança ao meio ambiente e à população.

No âmbito desta Ação Civil Pública nº 0005610-46.2013.4.01.4003, a decisão liminar determinou não somente a suspensão dos atos relacionados à 12ª Rodada de Licitação, como determinou que a ANP e a União deveriam se abster de realizar novos procedimentos licitações para explorar *shale gas* na Bacia do Parnaíba, sem avaliação ambiental de área sedimentar (AAAS). Em cumprimento à referida liminar, a Diretoria Colegiada da ANP “anulou a assinatura do contrato de concessão referente ao bloco PN-T-597, localizado no setor SPN-O da bacia de Parnaíba”.¹⁰² Posteriormente, a sentença julgou o pedido parcialmente procedente, em relação à qual a ANP apresentou recurso de apelação.

¹⁰⁰ RAMOS, Karina Ninni; PETRY, Paola Mercadante COSTA, Hirdan K. de Medeiros. Atualizações da Exploração de Gás Não Convencional no Brasil. In: Revista Gestão e Sustentabilidade Ambiental, v. 9, n. especial, p. 237-258, fev. 2020, p. 239.

¹⁰¹ TRIBUNAL REGIONAL FEDERAL DA 1ª REGIÃO. *Apelação/Reexame Necessário N. 0005610-46.2013.4.01.4003/PI*.

¹⁰² AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 02 maio 2021.

Em 2014, o MPF ajuizou a Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005 contra ANP, Petrobras, e outros agentes privados, com pedido de liminar que determinou a suspensão dos efeitos de alguns contratos de concessão e impediu a assinatura de outros contratos sobre os blocos localizados na Bacia do Paraná.¹⁰³ A sentença proferida em junho de 2017 declarou a nulidade da 12ª Rodada de Licitação e dos respectivos contratos de concessão celebrados para exploração das áreas da Bacia do Rio Paraná (setor SPAR-CS). A sentença também determinou que a ANP deveria se abster de realizar procedimentos licitatórios e/ou celebrar contratos de concessão sem a realização prévia da AAAS em relação à Bacia Hidrográfica do Paraná.¹⁰⁴ A apelação tramita no Tribunal Regional Federal da 4ª Região sob o n. nº 5005509-18.2014.4.04.7005.

Na Justiça Federal da Bahia, o Ministério Público Federal ajuizou a Ação Civil Pública nº 0030652-38.2014.4.01.3300 em 2014, objetivando suspensão dos contratos de concessão no âmbito dos setores SREC-T2 e SREC-T4. A decisão liminar suspendeu as atividades de exploração de *shale gas* nos blocos na Bacia do Recôncavo com utilização do método de *fracking* enquanto não houvesse regulamentação específica do CONAMA e não fosse realizada a AAAS. Além disso, também decidiu-se por proibir a ANP de realizar novas rodadas de licitação para permitir a exploração do *shale gas* na Bacia do Recôncavo enquanto as medidas regulatórias ambientais não forem cumpridas.

¹⁰³ “Por força de liminar judicial proferida nos autos da Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, foram suspensos os efeitos dos contratos de concessão relativos aos blocos PAR-T-300 e PAR-T-309, assinados no dia 15 de maio de 2014, e a assinatura dos contratos de concessão dos blocos PAR-T-271, PAR-T-272, PAR-T-284, PAR-T-285, PAR-T-286, PAR-T-297, PAR-T-298, PAR-T-308 e PAR-T-321. Todos os blocos estão localizados no setor SPAR-CS da bacia do Paraná”. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 02 maio 2021.

¹⁰⁴ JUSTIÇA FEDERAL DO PARANÁ. Ação Civil Pública Nº 5005509-18.2014.4.04.7005. Disponível em: https://www2.trf4.jus.br/trf4/controlador.php?acao=consulta_processual_resultado_pesquisa&txtValor=50055091820144047005&selOrigem=PR&chkMostrarBaixados=&todasfases=&selForma=NU&todaspartes=S&txtChave=&numPagina=5 Acesso em: 15 maio 2021.

O Ministério Público Federal também ajuizou a Ação Civil Pública nº 0006519-75.2014.4.03.6112/SP em face da ANP e outros, em que o MPF sustentava que o “fraturamento hidráulico é altamente questionada no mundo inteiro e representa potencial risco de dano ambiental de extensão imensa e caráter irreversível, especialmente em relação aos cursos de água e aquíferos”.¹⁰⁵

Em janeiro de 2016, o Ministério Público Federal ajuizou na Justiça Federal de Sergipe a Ação Civil Pública nº 080036679.2016.4.05.8500¹⁰⁶ objetivando a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações. É importante ressaltar que o pedido do Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe se restringia aos blocos que permitiam a exploração do *shale gas* na modalidade *fracking* na Bacia Sergipe-Alagoas. O fundamento do pedido se baseava nos “potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional” gerados pelo fraturamento hidráulico.

Na Ação Civil Pública nº 0030652-38.2014.4.01.3300, foram analisados e são sintetizados a seguir os argumentos adotados tanto pelo MPF, quanto pela ANP na acusação e defesa desta ação. Um dos argumentos apresentados pelo MPF ressaltava o baixo grau de conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, seja pela pequena compreensão dos efeitos ambientais decorrentes da aplicação da técnica de fraturamento hidráulico, seja pela importância dos recursos hídricos subterrâneos potencialmente em risco, de difícil onerosa e incerta remediação, se afetados.

O MPF argumentou que a técnica de exploração para a prospecção do *shale gas* é altamente questionada em todo o mundo por representar um potencial dano ambiental de extensão imensa e de caráter irreversível, em especial quanto aos cursos de água e aquíferos que se localizam na região em que se der a atividade exploratória. Ponderou o MPF que o emprego

¹⁰⁵ JUSTIÇA FEDERAL DE SÃO PAULO. Ação Civil Pública Nº 0006519-75.2014.4.03.6112/SP. Disponível em: <https://pje1g.trf3.jus.br/pje/ConsultaPublica/DetalheProcessoConsultaPublica/listView.seam?ca=7013a316fad3314de8ad1fbe40c5780f8b826de90fbb3d16> Acesso em: 29 maio 2021.

¹⁰⁶ JUSTIÇA FEDERAL DE SERGIPE. Disponível em: <https://pje.jfse.jus.br/pjeconsulta/ConsultaPublica/DetalheProcessoConsultaPublica/listView.seam?signedIdProcessoTrf=a55007afc02873df4fff3f1784405b0c>. Acesso em: 29 maio 2021.

desta técnica pode ocasionar danos à saúde, segurança e meio ambiente, o que corrobora a necessidade de precedência de estudos antes de ofertar lotes a sociedades empresárias interessadas.

Com isso, para o MPF, a manifestação isolada dos órgãos ambientais é insuficiente, já que não substitui a maior segurança oferecida pelo AAAS para a tomada de decisão sobre a viabilidade de áreas para a exploração e produção de petróleo e gás. Trata-se de entendimento compatível com a manifestação do Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG), anteriormente instituído no âmbito do Ministério do Meio Ambiente,¹⁰⁷ cujo relatório teceu diversas críticas à 12^a Rodada de Licitação.

A ANP, por sua vez, se defendeu afirmando que o principal objetivo da 12^a Rodada de Licitação era mapear as reservas de gás natural nas bacias terrestres para viabilizar o planejamento da sua exploração, promovendo segurança energética e favorecendo o crescimento econômico. Tratava-se, portanto, de uma rodada estratégica. A ANP afirmou, ainda, que o procedimento licitatório contemplava a perspectiva ambiental e que, inicialmente, não havia a expectativa de utilizar a técnica de fraturamento hidráulico na exploração destas bacias sedimentares. ademais, sustentava que a adoção efetiva desta técnica de exploração dependeria de licenciamento ambiental específico para tal finalidade, a ser obtido por cada concessionário.

Para o MPF, o objetivo da ANP em utilizar um procedimento licitatório com a concessão de blocos exploratórios para gás não convencional como estratégia de conhecimento geológico é descabida. No entendimento do MPF, o Governo Federal dispõe de recursos e estrutura que podem ser empenhados para atender a necessidade de levantamento geológico necessário à tomada de decisão sobre a viabilidade e adequação estratégica de aproveitamento desses recursos.

¹⁰⁷ MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Portaria 218, de 27 de junho de 2012*. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=127488>. Acesso em: 19 maio 2021.

3.3 O modelo constitucional de repartição de competências para regulação do meio ambiente e reflexos na regulação dos recursos naturais

Um dos principais desafios que permeiam o Direito Brasileiro se refere à repartição de competências constitucionais. Como consequência desta sistemática, as atividades exploratórias do *shale gas* requerem uma solução normativa mais complexa do que se verifica em outros países, cujo sistema pode se caracterizar como mais simplificado.

De modo basilar, a Constituição Federal segrega a competência da União, dos Estados, Distrito Federal e Município em político-administrativa e legislativa, concorrente e exclusiva. Para as competências concorrentes, a Constituição permite que os entes federativos compartilhem com a União a prestação de serviços em diferentes matérias.¹⁰⁸

Nesse sentido, o art. 23 regula a competência político-administrativa¹⁰⁹ concorrente entre a União, os Estados, Distrito Federal e Municípios que são autorizados, segundo o inciso VI, a proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas.

O art. 24, VI, por sua vez, estabelece a competência legislativa concorrente dos entes federativos. Dentre as diversas searas que são objeto de competência concorrente legislativa, inclui-se a conservação da natureza, defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente e poluição, dentre outros. Observa-se que a legislação concorrente da União se limita a estabelecer *normas gerais*, o que consiste até em uma redundância.¹¹⁰ Se não houver normas gerais estabelecidas pela União, não se exclui a competência suplementar dos Estados.

¹⁰⁸ SILVA, José Afonso da. *Curso de Direito Constitucional Positivo*. São Paulo: Malheiros, 42ª ed., rev. e atual. Até a Emenda Constitucional n. 99 de 14.12.2017, 2019, p. 505.

¹⁰⁹ “No caso brasileiro, há competências concorrentes ou comuns tanto em matéria legislativa (arts. 24 e 30, II), como no que diz respeito à atuação político-administrativa e à prestação de serviços (art. 23)”. BARCELLOS, Ana Paula de. *Curso de Direito Constitucional*. Rio de Janeiro: Forense, 2020, p. 257.

¹¹⁰ SILVA, José Afonso da. *Curso de Direito Constitucional Positivo*. 42ª ed., rev. e atual. Até a Emenda Constitucional n. 99 de 14.12.2017. São Paulo: Malheiros, 2019, p. 507.

Além da competência legislativa, há, ainda, a competência dos órgãos ambientais para estabelecer determinadas exigências e regulamentações que impactem o meio ambiente. Assim, “a localização, a construção, a instalação, a ampliação, modificação e operação de empreendimentos utilizadores de recursos naturais passíveis de causar degradação ambiental dependem de prévio licenciamento ambiental”.¹¹¹

O licenciamento ambiental sobre as atividades de exploração de petróleo e gás são objeto de avaliação do órgão ambiental – o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que deverá observar as normas do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA).

Do ponto de vista regulatório, é “inquestionável a competência dos órgãos ambientais em zelar pelo meio ambiente e evitar sua degradação desenfreada a despeito do desenvolvimento socioeconômico”.¹¹² A instauração de licenciamento ambiental é indispensável à avaliação do impacto ao meio ambiente, que pode sofrer impacto devido àquelas atividades exploratórias.

A obtenção de licença ambiental dependerá de estudo prévio de impacto ambiental e (EIA), requisito previsto, inclusive, na Constituição Federal (art. 225, parágrafo 1º, IV).¹¹³ O EIA será apresentado ao órgão ambiental na requisição de licença prévia.

Com relação à regulação dos recursos naturais, a Constituição Federal estabeleceu o seu regime jurídico nos arts. 176 e 177. O art. 176 estabelece

¹¹¹ THOMÉ, Romeu. *Manual de Direito Ambiental: Conforme o Novo Código Florestal e a Lei Complementar 140/2011*. 2ª ed. rev., ampl. e atual. Salvador: JusPodium, 2012, p. 539.

¹¹² ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 191.

¹¹³ “Art. 225. Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações. § 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao Poder Público: IV - exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade”. BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, 05 out. 1988.

que as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra. Já o inciso I do art. 177 a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos constituem monopólio da União.

Como mencionado no princípio deste trabalho, a Emenda Constitucional nº 9 de 9 de novembro de 1995 reformou o parágrafo 1º do art. 177 e passou a permitir que a União viesse a contratar empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do art. 177 da Constituição Federal. Tais atividades eram exclusivamente desempenhadas pela Petrobras.

Importante ressaltar que o processo de licenciamento ambiental deve observar os riscos ao meio ambiente e à saúde humana envolvidos no processo de exploração do *shale gas*. Os possíveis impactos sísmicos gerados pela técnica de fraturamento hidráulico também devem ser incorporados na análise do licenciamento ambiental.

A competência dos órgãos ambientais para a exploração do petróleo e gás é indiscutível e, por essa razão, igualmente reconhecida pela ANP como requisito indispensável às atividades exploratórias de *shale gas*.

Para a licitação de *shale gas*, faz-se necessária a obtenção da AAAS, implementada pela Portaria Interministerial de nº 198, de 05 de abril de 2012 do MME. AAAS é um processo de avaliação baseado em estudo multidisciplinar, com abrangência regional, utilizado pelos MME e do Ministério do Meio Ambiente como subsídio ao planejamento estratégico de políticas públicas.

Assim, a AAAS permite uma análise do diagnóstico socioambiental de determinada área sedimentar e da identificação dos potenciais impactos socioambientais associados às atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Com isso, a AAAS subsidiará a classificação da aptidão da área avaliada para o desenvolvimento das referidas atividades ou empreendimentos, bem como a definição de recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de blocos exploratórios e ao respectivo licenciamento ambiental.

Verifica-se, desse modo, que a atribuição de competências político-administrativas e legislativas pela Constituição Federal contribuiu para

a criação de um sistema normativo complexo. Além disso, as atribuições impostas aos diferentes órgãos reguladores incrementa esta complexidade de difícil superação, que apresenta um custo regulatório para seus investidores.

Os reflexos são muitos, já que levaram, inclusive, à fundamentação para propostas de leis que proibissem a exploração de gás não convencional com uso da técnica de fraturamento hidráulico. Além do processo de judicialização em face da 12ª Rodada de Licitação, também surgiram grupos contrários à técnica de fraturamento hidráulico como, por exemplo, Coalizão Não Fracking Brasil (COESUS)¹¹⁴ que congrega ações relativas à adoção de fraturamento hidráulico, por exemplo, já iniciativas de projetos de leis visando a proibição desta técnica em diferentes Estados do Brasil.

Desta feita, os investidores realizaram investimentos consideráveis e, ao final, não puderam realizar a exploração dos blocos, haja vista a ausência da licença ambiental previamente exigida.

4 **JOINT RULEMAKING: EFICIÊNCIA REGULATÓRIA PARA O SHALE GAS**

É bem verdade que o desenvolvimento do *shale gas* exige um amplo debate político e acadêmico não apenas no Brasil, como em outros países que possuem potenciais exploratórios. No Brasil, as controvérsias que existem em torno deste tema repercutem na legislação aplicável em todos os níveis da federação brasileira: União, Estados e Municípios. Em decorrência dos potenciais impactos ao meio ambiente e das repercussões geradas no âmbito da 12ª Rodada de Licitação, contando com a participação de organizações não governamentais, “diversos municípios paranaenses elaboraram e aprovaram leis proibindo o *fracking* em seus territórios”.¹¹⁵

¹¹⁴ COALIZÃO NÃO FRACKING BRASIL. *A campanha Não Fracking Brasil*. Disponível em: <https://naofrackingbrasil.com.br/campanha/>. Acesso em: 19 maio 2021.

¹¹⁵ RAMOS, Karina Ninni; PETRY, Paola Mercadante COSTA, Hirdan K. de Medeiros. Atualizações da Exploração de Gás Não Convencional no Brasil. In: Revista Gestão e Sustentabilidade Ambiental, v. 9, n. especial, p. 237-258, fev. 2020, p. 239.

E, por essa razão, verificou-se a importância da criação de um Subcomitê de Regulação, Inovação e Licenciamento Ambiental no âmbito do REATE 2020 com objetivo de aperfeiçoar políticas energéticas, bem como promover medidas que garantam “agilidade e eficácia ao licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás”.¹¹⁶ Além disso, o REATE 2020 também prevê a possibilidade de “articulação com entes federativos, instituições e conselhos governamentais e associações representativas do setor produtivo, subsídios técnicos para a promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental”,¹¹⁷ além de promover a exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres.

Não se pode deixar de salientar a relevância de um sistema jurídico estruturado para que se possa não apenas promover a atração do investimento estrangeiro, como também atender à expectativa legítima dos investidores em relação às regras locais. Como resultado, almeja-se uma proposta que abrigue gestão de risco e de planejamento adequado a subsidiar a tomada de decisões políticas.

A noção de regulação coordenada (*joint rulemaking*), obtida do direito comparado, seria aplicável e recomendável em busca de maior eficiência na regulação da exploração do *shale gas* no Brasil. Nesse ínterim, propõe-se uma coordenação entre diferentes agências, podendo alcançar uma espécie de *cooperação regulatória*.¹¹⁸

Opinamos pela cooperação não apenas entre agências regulatórias no país que atuam em diferentes searas – petróleo e gás, assim como ambiental – mas também uma cooperação transnacional. As agências reguladoras de diferentes países poderiam cooperar entre si, como ocorre no mercado financeiro entre as comissões de valores mobiliários.

¹¹⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

¹¹⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 15 maio 2021.

¹¹⁸ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 194.

Como ponto de partida, decidiu-se por analisar os exemplos de exploração do *shale gas* em outros países, experiência que pode ser valiosa como modelos para aprimoramento e superação das questões jurídicas e regulatórias a serem aperfeiçoadas. Outros modelos trarão a contribuição necessária para que se apresentem propostas mais robustas para a formulação de um *joint rulemaking* no Brasil.

4.1 Comentários adicionais sobre o *shale gas* nos EUA e Argentina: Um modelo exploratório avançado

Adicionalmente aos comentários feitos inicialmente¹¹⁹ sobre a perspectiva econômica do *shale gas* nos Estados Unidos e na Argentina, vamos tratar de aspectos adicionais nesta subseção que delineiam o processo evolutivo pelo qual a exploração do *shale gas* passou nestes países para alcançar, em última instância, um sucesso econômico que se tornou exemplo de aprendizagem para outros países, como o Brasil.

Ilana Zeitoune ressalta que parte do sucesso no desenvolvimento das técnicas para extração de *shale gas* é “atribuído ao fato de o mercado norte-americano de petróleo e gás ser bastante competitivo”,¹²⁰ também justificado pela maior participação dos produtores independentes, representados por pequenas e médias empresas do setor de óleo e gás.

No entanto, é preciso salientar que o governo federal dos EUA atuou ativamente para acelerar o desenvolvimento dos reservatórios não convencionais como uma forma de reduzir sua dependência energética, principalmente após os dois choques do petróleo. Por um lado, as crises do petróleo durante a década de 1970 levaram o governo a lançar um programa denominado “*Project Independence*”, visando reduzir sua dependência externa de energia,¹²¹ por outro lado, o setor privado foi pro-

¹¹⁹ Ver item 2.1 A PERSPECTIVA ECONÔMICA E OS INVESTIMENTOS PÚBLICOS E PRIVADOS ESSENCIAIS AO DESENVOLVIMENTO DO *SHALE GAS* neste trabalho

¹²⁰ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 101.

¹²¹ JONES, Charles O.; STRAHAN, Randall. The Effect of Energy Politics on Congressional and Executive Organization in the 1970s. Washington University. In: *Legislative Studies Quarterly*, v. 10, n. 2, p. 151–179, 1985, p. 156–157.

gressivamente estimulado a aumentar os investimentos em exploração e produção de hidrocarbonetos.¹²²

Ainda em 1976 durante uma discussão no *Board on Mineral Resources*, foram delimitados tanto os desafios a serem superados, quanto as técnicas a serem desenvolvidas visando a produção comercial dos reservatórios não-convencionais.¹²³ Importante contextualizar que, naquele período, os EUA atravessavam uma severa restrição na oferta de gás natural devido à incapacidade de elevar a produção para atender a demanda crescente pelo energético.

É neste contexto que a segunda crise do petróleo estimulou o governo federal norte-americano a liberalizar os preços da molécula de gás sujeito a dois incentivos fiscais direcionados aos produtores. A liberalização de preços aumentou o preço do gás natural, estimulando as atividades conectadas à adaptação tecnológica das duas técnicas – o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal. O governo federal norte-americano implementou um regime de incentivo para a produção de hidrocarbonetos de regiões de alto custo produtivo, incluindo, porém não limitando aos reservatório do tipo *shale gas*. Além disso, o governo ainda criou um imposto para redistribuir a renda obtida com a segunda crise do petróleo para as regiões com alto custo produtivo, visando notadamente estimular a produção doméstica e redistribuir a renda petrolífera por meio do *Crude Oil Windfall Profit Tax Act*.¹²⁴

Este incentivo aumentou o preço obtido pelos produtores de gás natural em aproximadamente um terço de seu valor. Considerando os

¹²² ESTEVES, Luis Eduardo. 2021. *Natural Gas Frontier Zones: A Study of the US and Argentinian Unconventional Reservoirs Cases*. 2021. 208 f. Tese (Doutorado) – Université Grenoble Alpes (UGA): França.

¹²³ “The challenge is to find practical ways to produce it [reservatórios não-convencionais], and that may be difficult. However, in view of the history of successful production in eastern Kentucky and western west Virginia, and possible new techniques, such as directional drilling and hydraulic fracturing, the prospect is encouraging.” NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES. *Natural Gas from Unconventional Sources*. Energy Research and Development Administration - ERDA FE-2271-1. Washington, D.C: National Academy of Sciences, 1976.

¹²⁴ UNITED STATES. *Crude Oil Windfall Profit Tax Act of 1980*. Joint Committee on Taxation.

preços nominais da molécula em torno de US\$ 1,53 por MMBtu em 1980, o *Crude Oil Windfall Profit Tax Act* gerava crédito tributário no valor de US\$ 0,54 para cada MMBTU de gás natural).¹²⁵ Tal crédito é válido para poços perfurados entre 31 de dezembro de 1979 e 1 de janeiro de 2002.¹²⁶

De forma similar, porém em menor grau, o desenvolvimento dos reservatórios não convencionais na Argentina também foi associado a um incentivo governamental. Similarmente aos EUA, após passar por uma crise na oferta de gás natural, o país liberalizou os preços de gás natural como forma de estimular as atividades associadas à exploração e produção.

Por meio de sucessivos programas para estimular estas atividades no país, o governo nacional argentino garantiu um preço mínimo de compra aos produtores nacionais. Se em um primeiro momento tal política não foi focada exclusivamente na exploração dos reservatórios não convencionais, após sucessivos incrementos na produção desses reservatórios, o governo argumentou reformulou seu programa destinando o benefício exclusivamente para reservatórios do tipo *shale gas*.¹²⁷

¹²⁵ STEVENS, Paul. *The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality*. London, UK: Chatham House. Disponível em: <https://www.chathamhouse.org/node/6701>. Acesso em: 21 maio 2021 p. 13; WANG, Zhongmin; KRUPNICK, Alan. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?" RFF DP 13-12. Washington, DC: RFF - Resources for the Future. Disponível em: <http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-DP-13-12.pdf>. Acesso em: 21 maio 2021, p. 7-10; KUUSKRAA, Vello A.; GUTHRIE, Hugh D. Translating Lessons Learned from Unconventional Natural Gas R&D to Geologic Sequestration Technology. U.S. Department of Energy: *Journal of Energy & Environmental Research*, v. 2, n. 1, p. 75-86, feb. 2002, p. 78-79; UNITED STATES. *Crude Oil Windfall Profit Tax Act of 1980*. Joint Committee on Taxation, p. 80-82.

¹²⁶ UNITED STATES. *Crude Oil Windfall Profit Tax Act of 1980*. Joint Committee on Taxation, p. 80.

¹²⁷ GOMES, Ieda; BRANDT, Roberto. *Unconventional Gas in Argentina: Will It Become a Game Changer?* OIES PAPER NG 113. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2016. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/publications/unconventional-gas-argentina-will-become-game-changer/>. Acesso em: 22 maio 2021, p. 29-30; ESTEVES, Luis Eduardo. 2021. *Natural Gas Frontier Zones: A Study of the US and Argentinian Unconventional Reservoirs Cases*. 2021. 208 f. Tese (Doutorado) - Université Grenoble Alpes, França: UGA; Bravo 2015; ARGENTINA. *Resolución 24/2008*. Boletín Nacional del 13-Mar-2008. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/>. Acesso em: 22 maio 2021; MINISTERIO DE HACIENDA. *Portal de Datos Económicos*. 26 de outubro de 2020.

Além de ressaltar a relevância de um panorama regulatório direcionado com incentivos governamentais direcionados aos avanços do *shale gas*, é importante mencionar que o seu desenvolvimento é relacionado a um longo processo de mitigação de riscos. Tais riscos podem ser separados em dois principais grupos: os riscos econômicos e os riscos tecnológicos. Enquanto os riscos econômicos estão ligados à rentabilidade da operação e podem ser mitigados por meio dos preços da molécula de gás natural, os riscos tecnológicos são associados ao desafio que representa a adaptação das duas principais tecnologias associadas ao incremento da produtividade dos poços por meio do fraturamento hidráulico aliado à perfuração de poços horizontais.

Por um lado, os riscos econômicos podem ser mitigados por meio de incentivos destinados à atividade de exploração e produção. Os exemplos internacionais de sucesso na mitigação destes riscos, principalmente focados na análise do caso dos EUA e da Argentina, demonstram que eles podem ser mitigados por mecanismos diretos e indiretos.

A análise das experiências de ambos os países demonstram que os países implementaram incentivos aos produtores focados na exploração de reservatórios não convencionais que resultam em preços acima daqueles obtidos no mercado, o que consistem em mecanismos diretos de incentivos. Já os mecanismos indiretos consistem em uma trajetória de liberalização dos mercados nacionais que resultou em preços ascendentes para a molécula de gás natural, estratégia adotada pelos EUA e Argentina que acarretou no sucesso da exploração dos reservatórios não convencionais do *shale gas*. Tais preços ascendentes, notadamente, mitigam os riscos econômicos associados à atividade exploratória.

O processo de adaptação tecnológica é realizado por meio de uma curva de aprendizado bem delimitada em duas fases. A primeira fase se refere à adaptação do fraturamento hidráulico às características dos reservatórios da região. O primeiro estágio, de adaptação da tecnologia de

Disponível em: https://datos.gob.ar/series/api/series/?ids=175.1_DR_ESTAN-SE_0_0_20&collapse=month&collapse_aggregation=avg. Acesso em: 22 maio 2021; NEUQUÉN. *Estadística de Neuquén*. 26 de outubro de 2020. Disponível http://www.estadisticaneuquen.gob.ar/index.php?sec=petroleo_y_gas. Acesso em: 22 maio 2021.

fraturamento hidráulico as características locais, é caracterizado pelo alto risco tecnológico e econômico incorporando alto grau de incerteza quanto ao sucesso da operação resultante da introdução tecnológica. Tal grau de risco demanda empresas menos avessas ao risco, notadamente um atributo reconhecido nas empresas independentes do setor de hidrocarbonetos.

Esta fase tem por objetivo encontrar a melhor relação custo-benefício do método de fraturamento hidráulico que maximize as conexões entre as fraturas naturais dos reservatórios com as fraturas criadas pelo processo. Em ambas as experiências, EUA e Argentina, esta fase é realizada por meio de poços verticais e adotando-se um processo de tentativas e erros (*trial-and-error*) visando reduzir custos e maximizar a produtividade dos poços.

Trata-se de uma característica do processo de aprender fazendo - *learning-by-doing*.¹²⁸ Tal processo, além demanda uma série de análises e interpretações sendo sua aceleração impossibilitada.¹²⁹ Além disso, o processo de adaptação objetiva associar o melhor fluido de fraturamento hidráulico, a quantidade ideal de fraturas e o comprimento da seção horizontal do poço que maximizam a produtividade dos poços.¹³⁰

Outro elemento relevante é que a adaptação tecnológica é liderada, em ambos os países, por uma empresa independente de petróleo e gás natural. São exatamente as empresas independentes, nos EUA e na Argentina, que aceitam os riscos econômicos e tecnológicos e lideram a introdução do fraturamento hidráulico nesses dois países. Enquanto nos EUA o processo de adaptação da tecnologia é liderado pela empresa Mitchell

¹²⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Disponível em: <https://www.iea.org/weo2017/>. Acesso em: 22 maio 2021, p. 40.

¹²⁹ BINNION, Michael. How the Technical Differences between Shale Gas and Conventional Gas Projects Lead to a New Business Model Being Required to Be Successful. In: *Marine and Petroleum Geology, Insights into Shale Gas Exploration and Exploitation*, v. 31, 2012, p. 3-7.

¹³⁰ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Disponível em: <https://www.iea.org/weo2017/>. Acesso em: 22 maio 2021. Ver também ESTEVES, Luis Eduardo. 2021. *Natural Gas Frontier Zones: A Study of the US and Argentinian Unconventional Reservoirs Cases*. 2021. 208 f. Tese (Doutorado) - Université Grenoble Alpes, França: UGA; MIDDLETON, Richard S.; GUPTA, Rajan; HYMAN, Jeffrey D.; VISWANATHAN, Hari S. *The Shale Gas Revolution: Barriers, Sustainability, and Emerging Opportunities*. Elsevier: *Applied Energy*, v. 199, 2017, p. 88-95.

Energy,¹³¹ na Argentina ele é liderado pela Apache Energy, ambas sediadas no estado americano do Texas.

Este fato demonstra que a menor aversão ao risco desses agentes é fundamental para iniciar a curva de aprendizado associada a adaptação tecnológica. Mais especificamente, foram as empresas independentes baseadas no Texas que iniciaram o processo de adaptação do fraturamento hidráulico e, conseqüentemente, iniciaram o gradual processo associada à curva de aprendizagem¹³².

Ainda que a atividade de exploração e produção tenha contado com um regime de incentivo nos EUA e na Argentina, esse incentivo não foi exclusivamente direcionado para o desenvolvimento dos reservatórios de *shale gas*, sendo o seu desenvolvimento decorrente de uma série de elementos adicionais. Desse modo, Estevez ressalta que um mercado liberalizado e, portanto, com a presença de atores independentes é outro elemento importante para iniciar a curva de aprendizado. A menor aversão ao risco desses agentes associado ao regime de incentivo às atividades de exploração e produção em ambos os países foram elementos que impulsionaram empresas independentes a iniciarem um processo de adaptação tecnológica baseada em uma curva de aprendizado com riscos elevados de fracasso.¹³³

Uma vez adaptada a tecnologia de fraturamento hidráulico nos reservatórios não convencionais, iniciou-se, nos EUA, a segunda fase da curva de aprendizado, caracterizada pela associação do esta técnica aos poços horizontais. Esta fase visou maximizar o fator de recuperação, aumentando substancialmente a produtividade dos poços, adaptando-se o fraturamento hidráulico aos poços horizontais. Neste momento, foram definidas a quantidade ótima de fraturas e a distância horizontal dos poços, delimitando-se os elementos necessários para se acelerar a atividade de produção em larga escala.

¹³¹ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 4.

¹³² ESTEVES, Luis Eduardo. 2021. *Natural Gas Frontier Zones: A Study of the US and Argentinian Unconventional Reservoirs Cases*. 2021. 208 f. Tese (Doutorado) – Université Grenoble Alpes (UGA), França.

¹³³ ESTEVES, Luis Eduardo. 2021. *Natural Gas Frontier Zones: A Study of the US and Argentinian Unconventional Reservoirs Cases*. 2021. 208 f. Tese (Doutorado) – Université Grenoble Alpes (UGA), França.

A experiência dos EUA demonstrou que a exploração comercial dos reservatórios não convencionais de *shale gas* seguiu um longo processo associado a diversas etapas. Em uma etapa inicial, há a delimitação da tecnologia a ser desenvolvida, baseada no fraturamento hidráulico e na necessidade de atuação conjunta do governo no estímulo para a adaptação desta e de outras tecnologias paralelas tal como os poços horizontais.

Este processo iniciou-se durante os anos 1970 e culminou na exploração comercial dos reservatórios *shale gas* ao longo dos anos 2000s. Porém, uma comparação com o caso Argentino demonstra que outros países, inclusive o Brasil, podem se beneficiar dos esforços realizados pelos EUA, resultando em um processo de adaptação tecnológica baseada na experiência de sucesso americana.

Enquanto o processo americano demandou mais de três décadas, o processo de adaptação na Argentina ocorreu em uma década. Assim, mesmo beneficiando-se da delimitação tecnológica e experiência de outros países, é necessário tempo considerável para se iniciar o processo de adaptação que, em ambos os países, é realizado por meio de tentativas e erros, para se atingir o melhor custo-benefício na adaptação tecnológica.

4.2 As contribuições da experiência de regulação canadense

No Canadá, o *shale gas* também foi desenvolvido por meio da utilização da técnica de poço horizontal e fraturamento hidráulico em múltiplos estágios, sendo que a primeira descoberta ocorreu em Horn River Basin, em 2006. Em 2014, o *shale gas* representava, aproximadamente, 4% da produção total de gás natural no Canadá. A agência regulatório de energia do Canadá, anteriormente denominado Conselho Nacional de Energia (CNE) estima que a produção de *tight* e *shale gas* representará 80% da produção de gás natural do Canadá.¹³⁴

¹³⁴ GOVERNMENT OF CANADA. *Exploration and Production of Shale and Tight Resources*. Disponível em: <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/shale-tight-resources-canada/exploration-and-production-shale-and-tight-resources/17677>. Acesso em: 16 maio 2021.

No Canadá, antes de iniciar o período exploratório, o produtor deve primeiro avaliar o potencial do reservatório e iniciar o procedimento aplicável. Para preparar o local para perfuração, o produtor deverá (i) realizar uma avaliação geológica e levantamentos sísmicos; (ii) arrendar direitos minerais; (iii) obter as licenças e autorizações necessárias; consultar os proprietários de terras, *stakeholders* e a população indígena potencialmente afetada.¹³⁵

“Na província de Alberta, o *shale gas* é atualmente regulado pela mesma legislação aplicável ao gás natural convencional, apesar de o órgão regulador local – *Alberta Energy Regulator* (AER) – já ter externado a intenção de elaborar um modelo regulatório específico”.¹³⁶ Interessante notar que a regulação da agência reguladora canadense trata da medição do uso de água, assim como exige o *disclosure* das substâncias químicas utilizadas para realizar o fraturamento hidráulico, além de exigir a adoção de técnicas de segurança nos poços de perfuração.

Outro aspecto que merece ser ressaltado é que o desenvolvimento da exploração do *shale gas* não significa que exista um consenso a favor desta fonte de gás não convencional em todo país. Há divergência em vários aspectos, quanto à regulação e nível de transparência relacionado às substâncias utilizadas no fraturamento hidráulico, existindo convergência, de certo modo sobre a necessidade de se “adotar uma ação coordenada entre as diversas agências estatais envolvidas no processo regulatório”¹³⁷.

4.3 O *shale gas* no direito da União Europeia

A política da União Europeia no setor de energia se estabelece no art. 194.1 do Tratado de Funcionamento da União Europeia (TFUE) que introduziu os principais objetivos de modo a promover o funcionamento do mercado energético interno, preservando o meio ambiente e observando o princípio da solidariedade entre os Estados-Membros.

¹³⁵ GOVERNMENT OF CANADA. *Exploration and Production of Shale and Tight Resources*. Disponível em: <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/shale-tight-resources-canada/exploration-and-production-shale-and-tight-resources/17677>. Acesso em: 16 maio 2021.

¹³⁶ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 109.

¹³⁷ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 111.

Com isso, os objetivos da política energética europeia compreendem (i) o funcionamento do mercado interno; (ii) a segurança energética; (iii) a eficiência energética e o desenvolvimento de novas fontes de energia, assim como a fontes renováveis; e (iv) a promoção da interconexão de redes elétricas.¹³⁸

A interferência da União Europeia no mercado de energia dos Estados Membros é considerada, de certo modo, limitada. Cabe aos Estados-Membros determinar as condições de exploração dos seus recursos energéticos, bem como a escolha entre diferentes fontes energéticas e a estrutura geral do setor energético em seu território, desde que preservem, protejam e melhorem o meio ambiente. Não se pode deixar, contudo, que os Estados-Membros devam observar o Direito da União Europeia também no que se refere ao direito sobre a saúde o meio ambiente, que estão conectados à legislação que recai sobre a exploração do *shale gas*.

Em janeiro de 2014, a Comissão Europeia publicou a Recomendação 2014/70/UE relativa aos princípios mínimos a serem observados pelos Estados Membros que desejem autorizar a exploração do *shale gas* mediante fraturamento hidráulico. Trata-se de uma recomendação, ou seja, documento não vinculante que consistem em orientação aos Estados-Membros da União Europeia na elaboração da sua legislação local. O norte desta recomendação é garantir a observância estatal da proteção da saúde pública, do clima e do meio ambiente, assim como a utilização eficiente dos recursos e a garantia de transparência da informação aos cidadãos.

A Comissão Europeia emitiu, ainda em 2014, uma Comunicação ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comitê Econômico e Social Europeu e ao Comitê das Regiões relativa à exploração e à produção de hidrocarbonetos na União Europeia mediante fraturação hidráulica de alto volume (COM/2014/023 final/2 */).

Dentre as conclusões desta Comunicação, reconhece-se a autonomia dos Estados-Membros em regular a exploração do *shale gas* no seu ter-

¹³⁸ Artigo 194.1. PARLAMENTO EUROPEU. C 326/135. Versões consolidadas do Tratado da União Europeia e do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pt/TXT/?uri=CELEX:12012E/TXT>. Acesso em: 29 out. 2019, p. 89.

ritório nacional, desde que sejam observados os princípios norteadores introduzidos pela Recomendação 2014/70/UE, garantindo que medidas sejam adotadas para “prevenir, gerir e reduzir os riscos associados às referidas atividades”.¹³⁹

Entre 2015 e 2018, a Comissão Europeia iniciou um processo de intercâmbio de informações objetivando criar um Guia com as melhores técnicas de exploração de hidrocarbonetos atualmente disponíveis.¹⁴⁰ Desse modo, a União Europeia reconhece que o gás não convencional pode contribuir para incrementar a segurança energética a nível europeu, aumentando o suprimento e a competitividade dos recursos energéticos, mas ressalta que existe, de fato, uma preocupação maior com a sua exploração comparada às fontes convencionais de energia.¹⁴¹

Caso uma bem sucedida campanha político-regulatória consiga alcançar o desenvolvimento do *shale gas* na Europa e, por consequência, em outros países como o Brasil, alcançaríamos o fenômeno transnacional denominado por Peter Cameron *et al* de *Shale 2.0*.¹⁴²

¹³⁹ EUROPEAN COMMISSION. COM/2014/023 final/2 */. Disponível em: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0023R\(01\)&from=EM](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0023R(01)&from=EM) Acesso em: 16 maio 2021.

¹⁴⁰ EUROPEAN COMMISSION. *Best Available Techniques Guidance Document on upstream hydrocarbon exploration and production*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019 Disponível em: https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/hydrocarbons_guidance_doc.pdf. Acesso em: 16 maio 2021.

¹⁴¹ EUROPEAN COMMISSION. *Shale gas and other unconventional hydrocarbons*. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas_en#:~:text=Shale%20gas%20is%20widely%20considered,unconventional%20gas%20and%20oil%20resources. Acesso em: 16 maio 2021.

¹⁴² “Undoubtedly, this would occur only if certain regulatory conditions were met, reflecting the very different and diverse circumstances of countries outside of North America, and the impacts of *Shale 1.0*”. CAMERON, Peter; CASTRO, Juan Felipe Neira; LANARDONNE, Tomás; WOOD, Geoffrey. Across the universe of shale resources—a comparative assessment of the emerging legal foundations for unconventional energy. *Journal of World Energy Law and Business*, v. 11, p. 283–321, 2018, p. 284.

4.3.1 A experiência do Reino Unido na exploração do *shale gas*

O *shale gas* vem se caracterizando como tema muito polêmico no Reino Unido. Em que pese as promissoras estimativas de reservas de gás não convencional tecnicamente recuperáveis neste país, as perspectivas da sua exploração não são necessariamente animadoras. O Reino Unido encerrou a moratória que pairava sobre o desenvolvimento do *shale gas* após concluir que os riscos sísmicos de se causar terremotos são baixos e podem ser mitigados.¹⁴³

A moratória havia sido imposta pelo governo britânico “após a ocorrência, em 1º de abril de 2011, de um terremoto de magnitude de 2.5 na escala Richter, supostamente relacionado à injeção do fluido do fraturamento”.¹⁴⁴ Inobstante esta moratória na exploração do *shale gas*, pode-se dizer que o seu desenvolvimento é uma das prioridades do governo britânico¹⁴⁵ com objetivo de garantir a segurança energética, crescimento econômico¹⁴⁶ e redução das emissões de GE.

Em razão da ocorrência do terremoto em 2011, os operadores de *shale gas* no Reino Unido passaram a ter que avaliar os riscos de abalos sísmicos que a técnica de fraturamento hidráulico pode causar na área a ser explorada. Além disso, deve-se monitorar a atividade sísmica, desenvolver e implementar um plano de mitigação de riscos em caso de terremoto causado pelo fraturamento. Além disso, é preciso instalar um mecanismo de segurança que suspenda a injeção de fluido e interrompa o fraturamento se houver risco significativo de terremoto.¹⁴⁷

¹⁴³ ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. In: *The Global Business Law Review*, v.4, n. 1, p. 1-26, 2013, p. 2.

¹⁴⁴ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 116.

¹⁴⁵ PYHÄRANTA, Meri-Katriina. State ownership of petroleum resources: an obstacle to shale gas development in the UK? In: *Journal of World Energy Law and Business*, v. 10, p. 358–366, 2017, p. 358.

¹⁴⁶ “The development of shale gas also improves the economy such as job creation, economic growth, lowering the price of natural gas and electricity, improving the trade balance, etc.”. LE, Minh Thong; DO, Huu Tung; NGUYEN, Thanh Thuy; NGUYEN, Thi Kim Ngan. What prospects for shale gas in Asia? Case of shale gas in China. In: *Journal of World Energy Law and Business*, v. 13, p. 426–440, 2020, p. 427.

¹⁴⁷ CAMERON, Peter; CASTRO, Juan Felipe Neira; LANARDONNE, Tomás; WOOD, Geoffrey. Across the universe of shale resources—a comparative assessment of

Em que pese todas as questões em torno do fraturamento hidráulico, Peter Cameron *et al* afirma que o governo do Reino Unido tem sido proativo no apoio político para elaborar medidas que promovam o setor de *shale gas*.¹⁴⁸

4.3.2 O desenvolvimento do *shale gas* na Espanha

Na Espanha, repartiu-se as competências em (i) competência econômica: exclusiva do governo federal; e (ii) meio ambiente e energia são competências compartilhadas entre governo federal e as comunidades autônomas. No caso da Espanha, contudo, a regulação do *shale gas* se encontra mais limitada, dado o pouco interesse em promover a sua exploração no país, dotado de limitadas reservas naturais em seu território.

A tendência é encontrarmos uma regulação mais favorável ao *shale gas* em outros países que possuam interesse econômico na exploração das suas reservas como Polônia, EUA e Argentina. Mesmo no caso do Reino Unido, verificamos, contudo, que a regulação do *shale gas* ainda enfrenta desafios e precisa coordenar os diferentes impactos da sua exploração no meio ambiental e na comunidade local.

4.4 A contribuição do *joint rulemaking* para a formulação de um modelo regulatório do *shale gas* no Brasil

Em razão dos desafios e dilemas que envolvem a exploração de *shale gas* no Brasil e no mundo, é preciso fomentar a pesquisa das técnicas exploratórias de modo a desenvolver o setor com conhecimento especializado e capacitado. Outras medidas, contudo, também podem ser adotadas e, nesse aspecto, ressaltam-se aquelas a serem implementadas no quadro jurídico regulatório.

the emerging legal foundations for unconventional energy. In: *Journal of World Energy Law and Business*, v. 11, p. 283–321, 2018, p. 312.

¹⁴⁸ CAMERON, Peter; CASTRO, Juan Felipe Neira; LANARDONNE, Tomás; WOOD, Geoffrey. Across the universe of shale resources—a comparative assessment of the emerging legal foundations for unconventional energy. In: *Journal of World Energy Law and Business*, v. 11, p. 283–321, 2018, p. 313.

Um dos aspectos mais importantes relacionado à resistência da sociedade civil e dos órgãos ambientais ao *shale gas* compreende os potenciais impactos que podem afetar a saúde humana, o meio ambiente e a vida nas comunidades locais. Tais fatores exigem uma solução de cooperação e governança global.

No Brasil, a experiência da 12ª Rodada de Licitação demonstrou as consequências da falta de coordenação entre órgãos ambientais e a ANP, o que pode ser apontado como uma das justificativas por frustrar as expectativas dos investidores neste procedimento licitatório. A ausência de uma avaliação ambiental robusta, que permita identificar os riscos e apresentar as suas soluções mitigadores, embasou decisões judiciais de suspensão dos efeitos de contratos de concessão assinados naquela rodada de licitação.

Nesse passo, o *joint rulemaking* pode ser visto como um dos procedimentos de aprimoramento mais importantes para o desenvolvimento do *shale gas* no Brasil. O *joint rulemaking* é concebido como “harmonização entre reguladores, com a eliminação de eventuais conflitos emergentes em razão de matéria que possa perpassar por esferas de atribuição de mais de um regulador”¹⁴⁹. O *joint rulemaking* pode ser considerado como uma solução para as situações em que há competências sobrepostas de agências reguladoras – *shared regulatory space*¹⁵⁰ - para regular uma atividade econômica.

Nos casos em que o poder executivo delega competência sobre um espaço regulatório a mais de uma agência resulta em uma sobreposição de competências regulatórias. Tal sobreposição de competências pode resultar em mandatos conflitantes,¹⁵¹ compreendendo ações descoordenadas e interpretações diversas sobre a aplicabilidade da regulação ou a fisca-

¹⁴⁹ ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016, p. 192.

¹⁵⁰ FREEMAN, Jody; ROSSI, Jim. Agency Coordination in Shared Regulatory Space. In: *Harvard Law Review*, v. 125, n. 5, 2012, p. 1131-1211.

¹⁵¹ MARJOSOLA, Heikki. Sharing global regulatory space: transatlantic coordination of the G20 OTC derivatives reforms. In: HÉRITIER, Adrienne; SCHOELLER, Magnus G. *Governing Finance in Europe: A centralization of rulemaking?* Edward Elgar Publishing, p. 112-135, 2020, p. 113.

lização de determinadas atividades.¹⁵² Para tanto, exige-se a cooperação como princípio fundamental para reger as suas atividades e almejar uma solução mais coordenada.

É possível verificar potenciais competências sobrepostas em diversos setores da economia,¹⁵³ não apenas no energético. No entanto, ressalta-se que o fenômeno da competência regulatória sobreposta é mais comum intraestatal, entre agências de um mesmo Estado, sendo menos frequente a nível transnacional, entre agências de diferentes países. Desse modo, é possível dizer que a proposta de *joint rulemaking* estaria mais concentrada e direcionada às agências reguladoras locais e, no caso do *shale gas*, especialmente orientadas para aqueles órgãos que atuam no meio ambiente e setor energético

A coordenação entre agências reguladoras é uma prática já adotada em outros países com a coordenação entre diferentes agências dos EUA no setor de energia e meio ambiente. Em 2012, o *Department of Energy* (DOE), *Department of Interior* (DOI) e a Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency – EPA*) assinaram um Memorando de Entendimento para desenvolver um programa direcionado à colaboração interagência que identificasse os desafios prioritários relacionados à segurança e prudência no desenvolvimento de gás não convencional.¹⁵⁴

Neste Memorando de Entendimento ressalta-se, com clareza, que o seu objetivo é conduzir pesquisas colaborativas para que se alcance de forma mais eficiência e efetiva resultados capazes de assegurar o desenvolvimento do recursos são convencionais respeitando a saúde humana e o meio ambiente.

¹⁵² SHAMI, Amanda. Three Steps Steps Forward: Shared Regulatory Space, Deference, and the Role of the Court. In: *Fordham Law Review*. v. 83, n. 3, p. 1577-1620, 2014, p. 1579.

¹⁵³ Amanda Shami destaca diversos exemplos de competências sobrepostas sobre a energia nuclear, entre o *Department of Energy e EPA* ou, ainda, no setor financeiro, relacionado ao direito do consumidor. SHAMI, Amanda. Three Steps Steps Forward: Shared Regulatory Space, Deference, and the Role of the Court. In: *Fordham Law Review*. v. 83, n. 3, p. 1577-1620, 2014, p. 1593.

¹⁵⁴ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Multi-Agency Collaboration on Unconventional Oil and Gas Research*. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/04/f34/oil_and_gas_research_mou.pdf. Acesso em: 22 maio 2021.

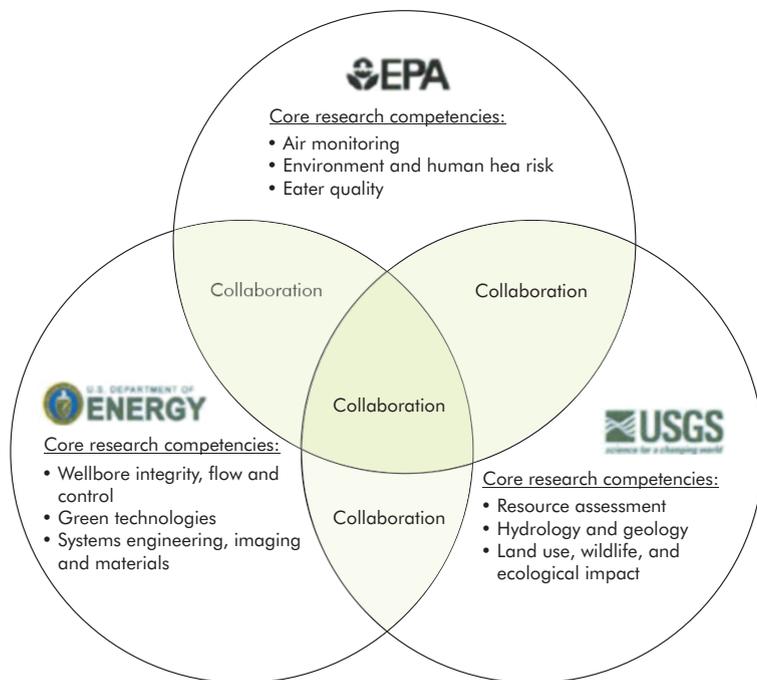


Figura 4 Objeto da cooperação entre Agências nos EUA

Fonte: ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY¹⁵⁵

De acordo com o Memorando de Entendimento, foi criado um comitê para coordenar as atividades das agências para a pesquisa sobre os recursos energéticos não convencionais. No prazo de nove meses, o comitê deveria publicar um plano de pesquisa que conteria, dentre outros aspectos, (i) o estado da arte do conhecimento desenvolvido sobre os recursos não convencionais para direcionar a pesquisa a ser desenvolvida; (ii) identificar e priorizar os tópicos de pesquisa sobre a segurança e sustentabilidade ambiental; (iii) apresentar as lacunas nos dados estatísticos disponíveis; (iv) descrever as passos necessários para promover transparência e

¹⁵⁵ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Multi-Agency Collaboration on Unconventional Oil and Gas Research*. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/04/f34/oil_and_gas_research_mou.pdf. Acesso em: 22 maio 2021.

maximizar a participação dos *stakeholders*.¹⁵⁶ Posteriormente, a Agência de Proteção ao Meio Ambiente publicou um relatório sobre o impacto do fraturamento hidráulico poderia na água potável nos EUA.¹⁵⁷

A pesquisa desenvolvida por Jody Freeman e Jim Rossi descreve três tipos de ferramentas de coordenação que podem ser adotadas por agências reguladoras: (i) consulta entre agências; (ii) acordos entre agências; e (ii) elaboração de políticas conjuntas (*joint policymaking*).¹⁵⁸

Com relação à primeira ferramenta, trata-se de prever que determinadas agências façam consultas prévias a outras agências antes de emitir uma licença ou conceder uma autorização.¹⁵⁹ Os acordos entre agências, por sua vez, são concretizados por meio de memorandos de entendimento – *memorandum of understanding* (MOU) – o qual prevê procedimentos e obrigações mútuas para as agências, similar a um contrato.¹⁶⁰

¹⁵⁶ Cada agência se comprometeu em indicar dois membros para o comitê, sendo que um membro estaria focalizado na regulação e outro na pesquisa e tecnologia. A presidência do comitê ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Multi-Agency Collaboration on Unconventional Oil and Gas Research*. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/04/f34/oil_and_gas_research_mou.pdf. Acesso em: 22 maio 2021.

¹⁵⁷ “EPA found scientific evidence that hydraulic fracturing activities can impact drinking water resources under some circumstances. The report identifies certain conditions under which impacts from hydraulic fracturing activities can be more frequent or severe”. Ressalta-se, ainda, que “Data gaps and uncertainties limited EPA’s ability to fully assess the potential impacts on drinking water resources locally and nationally. Because of these data gaps and uncertainties, it was not possible to fully characterize the severity of impacts, nor was it possible to calculate or estimate the national frequency of impacts on drinking water resources from activities in the hydraulic fracturing water cycle”. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report)*. Disponível em: <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>. Acesso em: 22 maio 2021.

¹⁵⁸ FREEMAN, Jody; ROSSI, Jim. Agency Coordination in Shared Regulatory Space. In: *Harvard Law Review*, v. 125, n. 5, 2012, p. 1136.

¹⁵⁹ “Section 10(j) of the FPA requires the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) to solicit recommendations from interested federal agencies before issuing hydropower licenses”. FREEMAN, Jody; ROSSI, Jim. Agency Coordination in Shared Regulatory Space. *Harvard Law Review*, v. 125, n. 5, 2012, p. 1159.

¹⁶⁰ “Agencies sign MOUs for a variety of purposes, including (1) delineating jurisdictional lines, (2) establishing procedures for information sharing or information production, (3) agreeing to collaborate in a common mission, (4) coordinating

As agências podem, ainda, coordenar instrumentos regulatórios comuns, assim como manuais e declarações conjuntas.¹⁶¹ As técnicas de *joint policymaking* inclui a incorporação, por referência, da regulação emanada por outra agência, mas principalmente, prevê o *joint rulemaking*. Trata-se, portanto, de agências reguladoras distintas que venham a elaborar uma regulação em conjunto como ocorre, frequentemente, com a *Securities and Exchange Commission* (SEC), o *Federal Reserve Board* e o *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC).

Outro fator de igual relevância consiste na ampliação acesso à informação para a sociedade civil. O aprofundamento do conhecimento técnico e o aperfeiçoamento de tecnologias permitem a construção de comunicações bem fundamentadas para serem apresentadas ao público. Entendemos que a publicidade das informações, desconstruindo as concepções prévias negativas e consolidando uma concepção clara dos riscos contribui para decisões aparentemente equivocadas sobre o *shale gas*.

A possibilidade de cooperação entre agências reguladoras que atuam em diferentes searas – ambiental e petróleo e gás – consiste em ferramenta de melhoria do ambiente regulatório brasileiro e altamente relevante para o sucesso do desenvolvimento do *shale gas* no Brasil. Por meio da regulação coordenada e conjunta das agências reguladoras para instituição de um procedimento comum, pode-se alcançar maior eficiência e segurança jurídica e técnica para a exploração do *shale gas*.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento do *shale gas* é um processo em constante evolução. Nos EUA, foi necessário um período de três décadas para que a sua exploração se caracterizasse como economicamente viável. Além disso, os esforços das agências reguladoras se revelaram necessários para avaliação dos impactos

reviews or approvals where more than one agency has authority to act in a particular substantive area, and (5) in rarer cases (and potentially subject to additional procedures under the Administrative Procedure Act". FREEMAN, Jody; ROSSI, Jim. Agency Coordination in Shared Regulatory Space. In: Harvard Law Review, v. 125, n. 5, 2012, p. 1161.

¹⁶¹ FREEMAN, Jody; ROSSI, Jim. Agency Coordination in Shared Regulatory Space. In: Harvard Law Review, v. 125, n. 5, 2012, p. 1165.

no meio ambiente, na água e nas comunidades locais. A Argentina, também, passou por uma década de adaptações regulatórias e tecnológicas para viabilizar a sua exploração.

Trata-se de modelos paradigmáticos para o *shale gas*, sendo possível afirmar que as lições do modelo norte-americano e argentino contribuem para a estruturação de um quadro regulatório com aprimoramentos capazes de atender às peculiaridades do *shale gas*. E, mesmo com as lições que podemos obter das experiências comparativistas, é importante ressaltar que um processo de adaptação também se faz necessário no Brasil, sendo ele executado por meio de tentativas e erros para atingir o melhor custo-benefício.

Ressalta-se, também, que diversos fatores contribuíram para o desenvolvimento do *shale gas* nos EUA e na Argentina, os quais podem servir de parâmetros para o modelo brasileiro. Além de incentivos governamentais introduzidos por aqueles governos, um mercado liberalizado com a presença de produtores independentes configura outro elemento importante para iniciar a curva de aprendizado.

Outro fator que significativa relevância foi a atuação dos produtores independentes na exploração do *shale gas* nos EUA. A menor aversão ao risco de tais atores privados, associando-se ao regime de incentivos às atividades de exploração e produção, foram elementos que impulsionaram as empresas independentes a iniciarem um processo de adaptação tecnológica baseada em uma curva de aprendizado com riscos elevados de fracasso. Esse ritmo evolutivo contribuiu para diversos erros e acertos que trazem elementos construtivos para toda a indústria, a nível global.

No Brasil, a experiência da 12^a Rodada de Licitação demonstrou quais são as consequências de um procedimento licitatório sem a devida coordenação entre agências reguladoras e transparência para os *stakeholders*. A ausência de uma avaliação ambiental robusta, que permita identificar os riscos e apresentar as soluções mitigadores embasou decisões judiciais que determinaram a suspensão dos efeitos de contratos de concessão assinados naquela rodada de licitação.

Com isso, torna-se imperioso buscar soluções regulatórias que acompanhem os anseios por desenvolvimento econômico e exploração

de potenciais energéticos ainda inexplorados. Propomos, assim, que uma dessas alternativas seria o *joint rulemaking*, uma entre três ferramentas propostas por Jody Freeman e Jim Rossi que descrevem como mecanismos de coordenação a serem adotados por agências reguladoras. A pesquisa, difusão de conhecimento e a elaboração de políticas regulatórias comuns – o *joint rulemaking* – permitirá conjugar as exigências da regulação das atividades de exploração e produção do petróleo e gás junto às necessárias regras de proteção ambiental.

Outro fator de igual relevância consiste na ampliação acesso à informação para a sociedade civil. O aprofundamento do conhecimento técnico e o aperfeiçoamento de tecnologias permitem a construção de comunicações bem fundamentadas para serem apresentadas ao público. Entendemos que a publicidade das informações, desmistificando as conclusões inconsistentes relacionadas aos reais impactos dessa atividade econômica, poderá reduzir a visão negativa da sociedade com relação ao *shale gas*.

Portanto, a conjugação de medidas a serem adotadas, especialmente do ponto de vista técnico e regulatório, podem ser ferramentas valiosas como mola propulsora para desenvolvimento do gás não convencional. Nesse cenário o *joint rulemaking* e a transparência podem contribuir, de forma conjunta, para a maior eficiência regulatória para o *shale gas* no Brasil.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS; LABORATÓRIO DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DA UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - UERJ Reg. *Manual de Boas Práticas Regulatórias*. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em 11 mai. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em 02 mai. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *Agenda Regulatória 2020•2021*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/acesso-informacao/agenda-regulatoria/ar-20-21.pdf>. Acesso em 18 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em 11 mai. 2021.

ANDERSON, Owen L. Shale Revolution or Evolution: opportunities and challenges for Europe. *The Global Business Law Review*, vol.4, issue 1, 2013, p. 1-26.

ARGENTINA. *Resolución 24/2008*. Boletín Nacional del 13-Mar-2008. Disponível em <https://www.argentina.gob.ar/>. Acesso em 22 mai. 2021.

BARCELLOS, Ana Paula de. *Curso de Direito Constitucional*. Rio de Janeiro: Forense, 2020.

BINENBOJM, Gustavo. *Uma teoria do Direito Administrativo: direitos fundamentais, democracia e constitucionalização*. Rio de Janeiro: Renovar, 2008.

BINNION, Michael. How the Technical Differences between Shale Gas and Conventional Gas Projects Lead to a New Business Model Being Required to Be Successful. Elsevier: *Marine and Petroleum Geology, Insights into Shale Gas Exploration and Exploitation*, vol. 31, 2012.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, 05 out. 1988.

CAMERON, Peter; CASTRO, Juan Felipe Neira; LANARDONNE, Tomás; WOOD, Geoffrey. Across the universe of shale resources—a comparative assessment of the emerging legal foundations for unconventional energy. *Journal of World Energy Law and Business*, vol. 11, 2018, p. 283–321.

COALIZÃO NÃO FRACKING BRASIL. *A campanha Não Fracking Brasil*. Disponível em <https://naofrackingbrasil.com.br/campanha/>. Acesso em 19 mai. 2021.

COORDENAÇÃO REDE GASBRAS SEÇÃO MINAS. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais. In: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Recursos Não Convencionais*. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report)*. Disponível em <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>. Acesso em 22 mai. 2021.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Multi-Agency Collaboration on Unconventional Oil and Gas Research*. Disponível em https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/04/f34/oil_and_gas_research_mou.pdf. Acesso em 22 mai. 2021.

ESTEVES, Luis Eduardo. 2021. *Natural Gas Frontier Zones: A Study of the US and Argentinian Unconventional Reservoirs Cases*. 208 f. Tese (Doutorado) – Université Grenoble Alpes, França; UGA; Bravo 2015.

EUROPEAN COMMISSION. *Best Available Techniques Guidance Document on upstream hydrocarbon exploration and production*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. Disponível em https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/hydrocarbons_guidance_doc.pdf. Acesso em 16 mai. 2021.

EUROPEAN COMMISSION. COM/2014/023 final/2 */. Disponível em [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0023R\(01\)&from=EM](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0023R(01)&from=EM). Acesso em 16 mai. 2021.

EUROPEAN COMMISSION. *Shale gas and other unconventional hydrocarbons*. Disponível em https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas_en#:~:text=Shale%20gas%20is%20widely%20considered,unconventional%20gas%20and%20oil%20resources. Acesso em 16 mai. 2021.

FATOUROS, Arghyrios A. *An international legal framework for energy*. Leiden: Brill-Nijhoff, Collected Courses of the Hague Academy of International Law, vol. 332, 2008, p. 363-446.

FONTES, André, Regulação e Petróleo. Gramma: *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Direito, CEDPETRO, n. 02/286, 2006, p. 225-237.

FREEMAN, Jody; ROSSI, Jim. Agency Coordination in Shared Regulatory Space. *Harvard Law Review*, vol. 125, n. 5, 2012, p. 1131-1211.

GOMES, Ieda; BRANDT, Roberto. *Unconventional Gas in Argentina: Will It Become a Game Changer?* OIES PAPER NG 113. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2016. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/publications/unconventional-gas-argentina-will-become-game-changer/>. Acesso em 22 mai. 2021

GOVERNMENT OF CANADA. *Exploration and Production of Shale and Tight Resources*. Disponível em <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/shale-tight-resources-canada/exploration-and-production-shale-and-tight-resources/17677>. Acesso em 16 mai. 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2017*. Disponível em <https://www.iea.org/weo2017/>. Acesso em 22 mai. 2021.

JONES, Charles O.; STRAHAN, Randall. The Effect of Energy Politics on Congressional and Executive Organization in the 1970s. Washington University: *Legislative Studies Quarterly*, vol. 10, n. 2, p. 151-179, 1985, p. 156-157.

JUSTIÇA FEDERAL DO PARANÁ. Ação Civil Pública Nº 5005509-18.2014.4.04.7005. Disponível em https://www2.trf4.jus.br/trf4/controlador.php?acao=consulta_processual_resultado_pesquisa&txtValor=50055091820144047005&selOrigem=PR&chkMostrarBaixados=&todasfases=&selForma=NU&todaspartes=S&txtChave=&numPagina=5 Acesso em 15 mai. 2021.

KLARE, Michael. *The Era of Xtreme Energy: Life After the Age of Oil*. Disponível em: https://www.huffpost.com/entry/the-era-of-xtreme-energy_b_295304. Acesso em 15 mai. 2021.

KUUSKRAA, Vello A.; GUTHRIE, Hugh D. Translating Lessons Learned from Unconventional Natural Gas R&D to Geologic Sequestration Technology. U.S. Department of Energy: *Journal of Energy & Environmental Research*, vol. 2, n. 1, p. 75–86, feb. 2002.

LE, Minh Thong; DO, Huu Tung; NGUYEN, Thanh Thuy; NGUYEN, Thi Kim Ngan. What prospects for shale gas in Asia? Case of shale gas in China. *Journal of World Energy Law and Business*, vol. 13, p. 426–440, 2020, p. 427.

MARJOSOLA, Heikki. Sharing global regulatory space: transatlantic coordination of the G20 OTC derivatives reforms. In: HÉRITIER, Adrienne; SCHOELLER, Magnus G. *Governing Finance in Europe: A centralization of rulemaking?* Edward Elgar Publishing, 2020, p. 112-135.

MCNALLY, Harry; HOWLEY, Peter; COTTON, Matthew. Public perceptions of shale gas in the UK and decision heuristics. *Energy, Ecology and Environment*. vol. 3, 2018, p. 305–316.

MIDDLETON, Richard S.; GUPTA, Rajan; HYMAN, Jeffrey D.; VISWANATHAN, Hari S. The Shale Gas Revolution: Barriers, Sustainability, and Emerging Opportunities. Elsevier: *Applied Energy*, vol. 199, 2017.

MINISTÉRIO DE HACIENDA. *Portal de Datos Económicos*. 26 de outubro de 2020. Disponível em: https://datos.gob.ar/series/api/series/?ids=175.1_DR_ESTANS_E_0_0_20&collapse=month&collapse_aggregation=avg . Acesso em 22 mai. 2021; NEUQUÉN. *Estadística de Neuquén*. 26 de outubro de 2020. Disponível http://www.estadisticaneuquen.gob.ar/index.php?sec=petroleo_y_gas . Acesso em 22 mai. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *REATE 2020*. Disponível em <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020> . Acesso em 15 mai. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 17.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Portaria 218, de 27 de junho de 2012*. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=127488> . Acesso em 19 mai. 2021.

NAS. 1976. *Natural Gas from Unconventional Sources*. Energy Research and Development Administration - ERDA FE-2271-1. Washington, D.C: National Academy of Sciences.

PARLAMENTO EUROPEU. C 326/135. *Versões consolidadas do Tratado da União Europeia e do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia*. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pt/TXT/?uri=CELEX:12012E/TXT> . Acesso em: 29 out. 2019.

PYHÄRANTA, Meri-Katriina. State ownership of petroleum resources: an obstacle to shale gas development in the UK? *Journal of World Energy Law and Business*, vol. 10, 2017, p. 358–366.

RAMOS, Karina Ninni; PETRY, Paola Mercadante COSTA, Hirdan K. de Medeiros. Atualizações da Exploração de Gás Não Convencional no Brasil. Florianópolis: *Revista Gestão e Sustentabilidade Ambiental*, v. 9, n. especial, fev. 2020, p. 237-258.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; ZEITOUNE, Ilana. Gás Não Convencional: Novos Horizontes Regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, 2013, p. 98-113.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 3ª ed. rev., atual. e ampl., 2014.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos; FAGA, Murilo Tadeu Werneck; BARUFI, Clara Bonomi and POULALLION, Paul Louis. Gás natural: a construção de uma nova civilização. *Estudos Avançados*. vol. 21, n.5 9, 2007, p. 67-90.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos; FAGA, Murilo Tadeu Werneck; BARUFI, Clara Bonomi; POULALLION, Paul Louis. Gás natural: a construção de uma nova civilização. *Estudos Avançados*. vol. 21, n. 5, 2007, p. 67-90.

SECRETARÍA DE ENERGÍA. *Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV)*. Datos públicos generados, almacenados y publicados por Secretarías y Subsecretarías dependientes de la Secretaría de Gobierno de Energía. Dataset. 2020. Disponível em: <http://datos.minem.gob.ar/dataset?tags=Gas&groups=exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos> . Acesso em 21 mai. 2021.

SHAMI, Amanda. Three Steps Steps Forward: Shared Regulatory Space, Deference, and the Role of the Court. *Fordham Law Review*. vol. 83, issue 3, 2014, p. 1577-1620.

SHORT, Damien; SZOLUCHA, Anna. Fracking Lancashire: The planning process, social harm and collective Trauma. Amsterdam: *Geoforum*, vol. 98, 2019, p. 264-276.

SILVA, José Afonso da. Curso de *Direito Constitucional Positivo*. São Paulo: Malheiros, 42ª ed., rev. e atual. até a Emenda Constitucional n. 99 de 14.12.2017, 2019.

STEVENS, Paul. *The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality*. London, UK: Chatham House. Disponível em: <https://www.chathamhouse.org/node/6701> . Acesso em 21 mai. 2021.

SUÁREZ, Luiz Alberto Pimenta. *Os desafios para exploração de shale gas no Brasil a partir da análise da experiência americana*. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Bacharelado em Economia). 2016.

THE RAILROAD COMMISSION OF TEXAS. *Barnett Shale: Information & Statistics* Disponível em <https://www.rrc.state.tx.us/oil-and-gas/major-oil-and-gas-formations/barnett-shale/> . Acesso em 15 mai. 2021.

THOMÉ, Romeu. *Manual de Direito Ambiental: Conforme o Novo Código Florestal e a Lei Complementar 140/2011*. Salvador: Ed. JusPodium, 2ª ed. rev., ampl. e atual., 2012.

TRIBUNAL REGIONAL FEDERAL DA 1ª REGIÃO. *Apelação/Reexame Necessário N. 0005610-46.2013.4.01.4003/PI*.

U.S. Energy Information Administration. *Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. Disponível em https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_NUS_mmcf_m.htm. Acesso em 15 mai. 2021.

UNITED STATES. *Crude Oil Windfall Profit Tax Act of 1980*. Joint Committee on Taxation.

US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2016*. Washington, DC - USA: U.S. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/MT_naturalgas.php#natgasprod_exp. Acesso em 22 mai. 2021.

US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production." Natural Gas Data. August 7, 2020*. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_epg0_fgw_mmcf_a.htm. Acesso em 22 mai. 2021.

WANG, Zhongmin; KRUPNICK, Alan. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?" RFF DP 13-12. Washington, DC: RFF - Resources for the Future. Disponível em: <http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-DP-13-12.pdf>. Acesso em 21 mai. 2021.

XAVIER JUNIOR, Ely Caetano; RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; VOLPON, Fernanda Torres. Contratos internacionais complexos em uma perspectiva comparada e a responsabilidade civil pré-contratual. In: MENEZES, Wagner. (Org.). *Direito Internacional em Expansão*. Anais do XVII Congresso Brasileiro de Direito Internacional. Belo Horizonte: Arraes Editores, v. 16, 2019, p. 51-72.

ZEITOUNE, Ilana. *Gás não convencional: Novos horizontes regulatórios*, GenJurídico, 17 abr. 2017. Disponível em: <http://genjuridico.com.br/2017/04/17/gas-nao-convencional-novos-horizontes-regulatorios/>. Acesso em 15 mai. 2021.

ZEITOUNE, Ilana. *Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção*. Rio de Janeiro: Forense, 2016.

2

RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS: MODELAGENS FISCAIS APLICÁVEIS¹

Lívia Medeiros Amorim
Isabela Correia Marzullo

¹ Este relatório foi elaborado com o financiamento do Projeto FINEP (Convênio n. 01.14.0215.00) – Apoio à Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil (GASBRAS). A Rede GASBRAS é coordenada pelo IEE – USP – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (Professor Associado Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – edsantos@iee.usp.br), sendo um dos seus objetos de pesquisa a regulação e aspectos sociais, coordenado pela Profa. Hirdan Katarina de Medeiros Costa.

INTRODUÇÃO

Diante do crescimento em larga escala na exploração e produção (E&P) do gás de folhelho (*shale gas*), hidrocarboneto não convencional, nos Estados Unidos da América (EUA) ao final da década de 2000, houve um aumento nos estudos sobre o desenvolvimento de projetos de obtenção de recursos denominados não convencionais. Tais recursos são obtidos a partir de reservatórios de baixa porosidade e permeabilidade cuja exploração somente é viabilizada por meio da utilização de tecnologias, como o fraturamento hidráulico (*fracking*) e a perfuração horizontal.

Os projetos não convencionais, contudo, apresentam peculiaridades técnicas e geológicas que impactam os fluxos de caixa e criam um ambiente de incertezas para os agentes investidores. Neste cenário, o principal desafio dos governos é desenhar um ambiente jurídico e fiscal capaz de equilibrar seus objetivos e os dos particulares, por meio de um *trade-off*, de modo a atrair investimentos e garantir a rentabilidade dos negócios.

Considerando a amplitude do assunto, este estudo analisará o problema sob a perspectiva do desenho de um sistema fiscal para o desenvolvimento de projetos de gás de folhelho por empresas de iniciativa privada. A tese se sustenta com a demarcação teórica dos sistemas fiscais, que podem estar atrelados ao desenvolvimento dos projetos: o contratual, o de concessão e o de cessão onerosa. Diante disso, o estudo analisa os principais aspectos de um sistema fiscal considerado desejável: a flexibilidade, a neutralidade e a estabilidade.

A partir das questões relativas aos negócios não convencionais e da delimitação teórica do tema, o presente estudo analisa que a implementação de um sistema fiscal para os projetos não convencionais depende da vontade dos Estados de estimular a produção comercial destes recursos.

No cenário brasileiro, diante das barreiras sociais e ambientais destes projetos, o governo desenvolveu o projeto piloto denominado Poço Transparente, capaz de endereçar as preocupações quanto à viabilidade de exploração das bacias terrestres brasileiras. Tratar sobre o desenho de um regime fiscal desejável para os investidores e para a União dependerá, portanto, dos resultados deste projeto.

Para tanto, o estudo foi dividido em três seções. A primeira trata sobre os projetos de exploração e produção de recursos não convencionais e as princi-

pais diferenças em relação aos projetos convencionais, bem como a utilização de tecnologias específicas como o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal; analisa de forma detalhada os aspectos técnicos e geológicos que impactam o fluxo de caixa dos projetos; e aborda, de forma comparativa, os fluxos de caixa de projetos convencionais e não convencionais.

A segunda seção conceitua e destrincha de forma categórica os principais regimes fiscais existentes, passando para uma análise teórica sobre a formulação de um sistema fiscal desejável para o desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás natural convencionais e não convencionais. Ao final, a seção endereça as principais questões que podem ser enfrentadas no desenho de uma política fiscal para exploração de recursos esgotáveis: a progressividade e a regressividade.

Na terceira seção, o estudo busca analisar os principais aspectos do desenho de um regime fiscal para exploração e produção de não convencionais, diante das peculiaridades e incertezas destes recursos, encerrando com uma abordagem sobre as questões relativas ao cenário brasileiro de desenvolvimento destes projetos.

1 EXPLORAÇÃO DE PROJETOS NÃO CONVENCIONAIS DE GÁS NATURAL

1.1 Aspectos gerais

O *boom*² de crescimento na exploração e produção (E&P) do gás de folhelho (*shale gas*) ocorreu nos Estados Unidos da América (EUA) no final da década de 2000 e foi responsável pelo aumento de gás doméstico de 1% para 20% em 10 anos.³ Este crescimento resultou de amplo apoio do governo, que não envidou esforços para investir em parcerias de pesquisa

² MAUGERI, Leonardo. *Oil: The next Revolution*. Harvard Kennedy School, 2012, p. 66. Disponível em: <https://bit.ly/34c0LO7>. Acesso em: 16 maio 2021

³ STEVENS, Paul. *The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes*. Energy, Environment and Resources. 2012, p. 2. Disponível em: <https://bit.ly/3bQQrPK>. Acesso em: 13 maio 2021

e desenvolvimento e criar incentivos fiscais para a indústria, o que possibilitou grandes avanços nos projetos do país.⁴

Assim como o gás de folhelho, o gás de arenitos de baixa permeabilidade (*tight sands gas*), os hidratos de gás natural (*gas hydrates*), o gás de carvão (*coalbed methane*), entre outros,⁵ são considerados recursos não convencionais. Estes recursos são obtidos a partir de reservatórios de baixa porosidade e permeabilidade, que não atingem vazões comerciais por meio da aplicação de métodos tradicionais.⁶ Em contrapartida, os recursos convencionais são produzidos de maneira mais “fácil, prática e econômica”,⁷ a partir de reservatórios em que não há a necessidade de “utilização de tecnologias avançadas de perfuração, completação e estimulação”.⁸

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), a produção de recursos não convencionais poderia ser amplamente definida como aquela que “não atende aos critérios da produção convencional”.⁹ Sendo assim, em decorrência da baixa permeabilidade dos reservatórios de gás de folhelho, sua forma de exploração se difere da convencional em que as

⁴ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 43 - 44. Disponível em: <https://bit.ly/3hWtBu1>. Acesso em: 13 maio 2021

⁵ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá Ribeiro. ZEITOUNE, Ilana. Gás não convencional: novos horizontes regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p.102

⁶ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá Ribeiro. ZEITOUNE, Ilana. Gás não convencional: novos horizontes regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p.102

⁷ BRASIL. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Gás Natural Não Convencional. Nota Técnica nº 09/2010-SCM. p. 3. Disponível em: <https://bit.ly/2QLPxww>. Acesso em: 15 maio 2021

⁸ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá Ribeiro. ZEITOUNE, Ilana. Gás não convencional: novos horizontes regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p.102

⁹ Tradução nossa. “An umbrella term for oil and natural gas that is produced by means that do not meet the criteria for conventional production” (EUA. *Energy Information Administration*. Glossário. *Unconventional gas*. Disponível em: <https://bit.ly/3feLXo2>. Acesso em: 15 maio 2021)

características do reservatório e do fluido permitem que o recurso flua imediatamente para o poço.¹⁰

A produção de recursos não convencionais é viabilizada, portanto, por meio da utilização de tecnologias como o fraturamento hidráulico (*fracking*) e a perfuração horizontal. Em síntese, a perfuração horizontal consiste no “processo de perfuração de um poço no ponto logo acima da localização da jazida alvo de petróleo ou gás, desviando então o furo com uma inclinação quase horizontal e perfurando até que o alvo seja alcançado”.¹¹

O processo de fraturamento hidráulico, por sua vez, resume-se nas seguintes etapas: (i) perfuração vertical do poço que, para evitar vazamentos, é revestido em aço e cimento; (ii) perfuração horizontal do poço, depois de atingir a camada profunda da rocha matriz; (iii) com a perfuração completa do poço cimentado, um fluido químico (composto por água, areia e aditivos) é misturado e “bombeado para baixo sob alta pressão, levando à fratura da rocha, criando fissuras e fendas que irão interconectar os poros, através das quais o petróleo e o gás vão fluir”.¹²

É dizer: a extração economicamente viável de recursos não convencionais depende de tecnologias específicas, desenvolvidas e aperfeiçoadas ao longo dos anos. Como mencionado, o fraturamento hidráulico também requer o uso de fluidos químicos e areia para a extração do gás; sem a utilização destes produtos, não há o aumento do fluxo dos recursos e a operação torna-se inexequível do ponto de vista comercial.¹³

¹⁰ *Royal Society and Royal Academy of Engineering. Shale Gas Extraction in the UK: A Review of Hydraulic Fracturing. Royal Society and the Royal Academy of Engineering. 2012, Londres, p. 69*

¹¹ DELGADO, Fernanda et al. O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. Cadernos FGV Energia. Fevereiro 2021, ano 8, nº 12, ISSN 2358-5277, p. 207

¹² DELGADO, Fernanda et al. O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. Cadernos FGV Energia. Fevereiro 2021, ano 8, nº 12, ISSN 2358-5277, p. 208

¹³ EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Paris, France. 2012. p. 24*

Diante deste cenário e dos riscos e incertezas relacionados aos projetos não convencionais, por ser um movimento não endógeno, os governos estão preocupados em desenvolver um arranjo jurídico e fiscal que proporcione segurança jurídica aos investidores e sejam capazes de tornar os projetos bem-sucedidos, dentro dos seus limites, de modo a atrair investimentos privados e garantir a rentabilidade dos negócios. Considerando a amplitude do assunto, o estudo analisará o problema sob a perspectiva do desenho de um sistema fiscal para o desenvolvimento de projetos de gás de folhelho por empresas de iniciativa privada.

Antes de adentrar especificamente na análise dos regimes fiscais é importante tratar sobre as incertezas técnicas e geológicas associadas aos reservatórios não convencionais, bem como seus impactos no fluxo de caixa dos projetos.

1.2 Questões técnicas dos reservatórios de gás não convencional

A partir de parâmetros geológicos e técnicos dos reservatórios é possível estimar os custos (fixos e variáveis) e projetar as receitas relativas à E&P. Tais parâmetros são essenciais para a avaliação da rentabilidade dos projetos, o que orienta as decisões sobre o desenho dos regimes fiscais e, via de consequência, sobre os investimentos. Algumas das variáveis que podem afetar a rentabilidade dos empreendimentos são: (i) o esgotamento dos poços; (ii) a profundidade das reservas; e (iii) a qualidade das reservas.¹⁴

De início, destaca-se que há uma divergência na doutrina especializada quanto à expectativa de vida da produção do gás de folhelho. Enquanto alguns autores afirmam que a produção deste recurso dure 30 anos ou

¹⁴ AMORIM, Lívia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee*. 2013. p. 23 - 30

mais, de forma similar aos projetos convencionais,¹⁵ outros defendem que a duração dos poços varia entre 8 e 12 anos.¹⁶

É consensual, contudo, o entendimento de que a taxa de declínio de produção nos primeiros anos do projeto é acelerada. Neste aspecto, a divergência diz respeito ao percentual do declínio (alguns autores entendem que a produção diminui entre 50% e 70%¹⁷ e outros defendem que a taxa de declínio varia entre 65% e 85%¹⁸ no primeiro ano da produção).

Dessa forma, a manutenção ou a ampliação dos níveis de produção exigem das empresas “um esforço exploratório elevado e contínuo em novos poços”,¹⁹ o que leva a um aumento considerável dos custos do projeto.²⁰ Assim, além de impactar a rentabilidade, o esgotamento acelerado dos poços também influencia nos riscos associados à modelagem econômica.

Outro fator relevante consiste na profundidade dos poços, já que “os custos de perfuração são, em grande parte, relativos à profundidade”.²¹ Com isso, as possíveis variações na profundidade das reservas conduzem as flutuações na rentabilidade dos projetos, já que “quanto mais fundo é o poço, maior o custo”²². Em última análise, verifica-se que as diferentes

¹⁵ EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France. 2012. p. 27

¹⁶ STEVENS, Paul. *The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality*. Chatham House Report, 2010, p. 11

¹⁷ EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France. 2012. p. 27

¹⁸ DUMAN, Ryan J. *Economic viability of shale gas production in the Marcellus shale; indicated by production rates, costs and current natural gas prices*. Michigan Technological University. 2012. p. 33

¹⁹ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 46. Disponível em: <https://bit.ly/3vinJ1L>. Acesso em: 13 maio 2021

²⁰ CONSIDINE, Timothy J. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia. A Report to The American Petroleum Institute*. 2010. p. 6

²¹ Tradução nossa. ‘*Drilling costs are largely a function of depth*’ (CONSIDINE, Timothy J. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia. A Report to The American Petroleum Institute*. 2010. p. 3)

²² Tradução nossa. ‘*The deeper the well the higher is the cost*’ (CONSIDINE, Timothy J. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia. A Report to The American Petroleum Institute*. 2010. p. 3)

características de cada poço dificultam a projeção - ou transposição - de avaliações econômicas de determinado projeto para outro.

O grau de maturação das reservas de folhelho também é essencial para a verificação da rentabilidade dos projetos. Isso porque tais reservas podem ser classificadas como reservas de gás molhado ou de gás seco (*wet gas or dry gas reserves*),²³ a depender da quantidade de gás natural liquefeito (GNL) na composição do recurso. Considerando que o preço do GNL está relacionado ao preço do petróleo, as jazidas com maior quantidade de gás liquefeito, isto é, aquelas consideradas reservas de gás molhado, são consideradas mais valiosas.²⁴ A maior qualidade das reservas indica maiores margens de lucro para os projetos.

Em síntese, os custos amplamente divergentes para os projetos de gás de folhelho são “um problema agravado pelas diferenças geológicas entre os jogos e entre os poços dentro do mesmo jogo”.²⁵ As particularidades e incertezas descritas, bem como as dificuldades para o desenho dos fluxos de caixa e o prognóstico da economia dos projetos, devem ser observados pelos formuladores de políticas fiscais relativas à produção e exploração de recursos não convencionais.

Para além das questões técnicas e geológicas, os projetos não convencionais também estão expostos a certos riscos ambientais. Muito embora as tecnologias utilizadas não sejam novas²⁶ e possuam características semelhantes às da indústria E&P de petróleo e gás convencional (*upstream*),²⁷ segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

²³ AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee*. 2013. p. 28.

²⁴ EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France. 2012. p. 22

²⁵ Tradução nossa. ‘[T]here are widely divergent cost estimates for shale gas, a problem compounded by the geological differences between the plays and between wells within the same play.’ (STEVENS, Paul. *The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality. Chatham House Report*. 2010. p. 11)

²⁶ MAUGERI, Leonardo. *Oil: The next Revolution*. Harvard Kennedy School. 2012. p. 42. Disponível em: <https://bit.ly/3oLRQfG>. Acesso em: 15 maio 2021

²⁷ EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France. 2012. p. 18

(ANP), “[o]s riscos ambientais envolvem: potencial contaminação das águas subterrâneas com os produtos químicos de fraturamento; riscos de uso da água em áreas restritas; resíduos líquidos e sólidos pondo em risco a água superficial e o solo; riscos de derramamentos e tremores”.²⁸

Diante de tais incertezas e seus impactos na lucratividade da exploração de gás não convencional é importante analisar o funcionamento dos fluxos de caixa dos projetos convencionais e não convencionais.

1.3 Fluxos de caixa dos projetos convencionais e não convencionais

Estudos indicam que “os ciclos de capital de giro de empresas convencionais e não convencionais são fundamentalmente diferentes”.²⁹ Tais diferenças são evidenciadas em razão do rápido esgotamento dos projetos não convencionais, conforme detalhado no tópico acima, que enseja a necessidade de novas perfurações para manter ou aumentar os níveis de produção e, via de consequência, a continuidade de custos (e do levantamento de capital) para pagamento dos projetos em andamento.³⁰

Especificamente relacionado a exploração de gás não convencional, traduzindo a necessidade da contínua perfuração, os projetos “realizam grande parte das despesas de capital (CAPEX) durante a produção, o que permite ao operador, em função da taxa de recuperação dos poços já perfurados, realizar ajustes na decisão de investimento ao longo do projeto”.³¹

Em geral, os custos de capital (CAPEX) para a E&P dos recursos não convencionais são os investimentos em ativos que perduram por mais de

²⁸ DELGADO, Fernanda et al. O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. Cadernos FGV Energia. Fevereiro 2021, ano 8, nº 12, ISSN 2358-5277. p. 211.

²⁹ PETROSYS. *Unconventional Resources and the Role of Technology. First break*, V. 29, 2011. p. 89

³⁰ PETROSYS. *Unconventional Resources and the Role of Technology. First break*, V. 29, 2011. p. 89

³¹ LAGE, Elisa Salomão et al. Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 46 - 47. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

um ano de produção, sendo geralmente “denominados como os custos de construção dos poços”.³² Se por um lado os custos incorridos para a perfuração horizontal (projetos não convencionais) são aproximadamente US\$ 3,8 milhões; por outro lado, são estimados aproximadamente US\$ 1,2 milhões para a perfuração vertical (projetos convencionais).³³

Os custos operacionais (OPEX), por sua vez, são os custos diretamente associados à atividade de produção.³⁴ A este respeito, tendo em vista as tecnologias utilizadas para a obtenção dos recursos não convencionais, os custos de operação são usualmente maiores do que os custos operacionais de projetos convencionais.³⁵

A infraestrutura de transporte do gás, responsável pelo escoamento do gás produzido para os consumidores, também é um fator que impacta os fluxos de caixa dos projetos convencionais e não convencionais. O crescimento da produção de gás de folhelho nos EUA foi impulsionado pela abrangência e integração da rede de transporte, “o que favoreceu o escoamento da produção para mercados consumidores sem que grandes investimentos fossem feitos”.³⁶ Isto é, o capital investido nos projetos e a projeção de escoamento para os consumidores está intimamente relacionado com a malha de transporte de gás do país.

Em relação ao *payback* dos projetos, de forma comparativa, verifica-se que o retorno ocorre em dez anos nos projetos convencionais, enquanto a

³² Tradução nossa. '[E]stimated cost for a horizontal well is \$3.8 million while a vertical well costs \$1.2 million' (EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France, 2012, p. 71)

³³ CONSIDINE, Timothy J. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia. A Report to The American Petroleum Institute*. 2010. p. 16

³⁴ EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France, 2012, p. 71

³⁵ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 47. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

³⁶ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 47 – 48. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

recuperação do investimento nos projetos não convencionais levaria em torno de 18 anos,³⁷ considerando que “o pico de produção do campo só é alcançado depois do investimento para desenvolvimento dos vários poços do projeto”.³⁸

O Gráfico 1 ilustra os fluxos de caixa dos projetos não convencionais e convencionais:³⁹

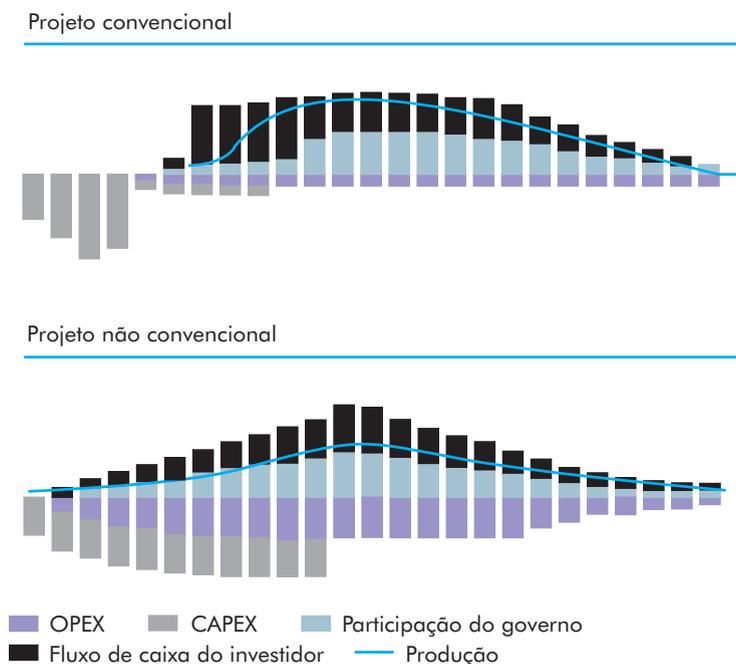


Gráfico 1 Fluxos de caixa dos projetos não convencionais e convencionais

Fonte: Royal Dutch Shell

³⁷ PETROSYS. *Unconventional Resources and the Role of Technology. First break*, V. 29, 2011. p. 91.

³⁸ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 46 - 47. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

³⁹ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 46. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

Como será demonstrado adiante, em termos de política fiscal, verifica-se que os instrumentos fiscais regressivos possuem maior impacto sobre o desenvolvimento do gás não convencional. É dizer: instrumentos que proporcionem isenções fiscais nos primeiros anos do projeto buscam aliviar os impactos dos contínuos custos de capital (CAPEX) necessários para extração de recursos. Para além disso, considerando as maiores taxas de recuperação e redução dos custos associados ao aperfeiçoamento de tecnologias, eventuais incentivos para o investimento em desenvolvimento tecnológico, a longo prazo, podem trazer efeitos positivos sobre os projetos.⁴⁰

Diante disso, com a finalidade de incentivar e atrair investimentos no desenvolvimento de projetos não convencionais, o regime fiscal deve considerar a lacuna de rentabilidade existente entre os empreendimentos convencionais e não convencionais.⁴¹

2 SISTEMAS FISCAIS

2.1 Conceitos gerais

A princípio, no âmbito da indústria do petróleo e gás, o regime fiscal pode ser definido como um conjunto de ferramentas legais, contratuais e tributárias,⁴² estabelecidas a partir das condições geológicas, econômicas e técnicas de cada país.⁴³ Os regimes fiscais podem ser divididos em dois grupos principais: sistemas de concessão e sistemas contratuais, conceituados e diferenciados da seguinte forma:

⁴⁰ PETROSYS. *Unconventional Resources and the Role of Technology. First break*, V. 29, 2011. p. 91

⁴¹ AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee*. 2013. p. 38

⁴² JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: Pennwell Publishing Company, 1994

⁴³ LUCCHESI, Rodrigo Dambros. Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo. 2011. 159 f. Dissertação. Mestrado em Planejamento Energético - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. p. 25

Sistemas contratuais	Sistemas de concessão (Royalty & Tax System)
Os contratos, celebrados entre o Estado e o operador (companhias ou consórcio de empresas), elencam as disposições referentes à atividade de exploração e produção dos recursos	As companhias (outorgadas) realizam a exploração e produção em área ofertada ou licitada pelo Estado (outorgante)
O Estado é detentor dos recursos obtidos a partir da atividade de exploração e produção	Os recursos obtidos a partir da atividade de exploração e produção são da companhia
Companhias são remuneradas de acordo com o arranjo contratual (pagamento em moeda ou em petróleo)	Compensação financeira paga ao Estado por meio de royalties e tributos

Fonte: Elaboração própria.

Em síntese, a principal diferença entre os dois sistemas consiste na propriedade dos hidrocarbonetos obtidos a partir da atividade de exploração e produção. Como demonstrado, no regime contratual, a propriedade dos recursos é do Estado e os investidores são remunerados pela atividade exercida; já no regime de concessão, a propriedade dos recursos é da companhia e o Estado é compensado financeiramente pela exploração e produção.

No caso de exploração e produção nos sistemas de concessão, tanto pelo aspecto moral quanto econômico, o objetivo do Estado na formulação de estruturas legal e fiscal para desenvolvimento dos projetos de exploração comercial de recursos esgotáveis é a captura substancial da renda gerada.

Nesse sentido, estudiosos defendem que os Estados “deveriam ser compensados pela extração desta propriedade e, ainda, pelo custo de oportunidade associado ao consumo dos recursos hoje, ao invés de em algum momento no futuro”.⁴⁴ As riquezas obtidas desta exploração, por

⁴⁴ Tradução nossa. ‘States should be compensated for the extraction of this property and also for the opportunity cost associated with the consumption of the resources today rather than at some point in the future’ (ICMM & Commonwealth Secretariat. *Mineral Taxation Regimes: A review of n.s and challenges in their design and application. The Challenge of Mineral Wealth: using resource endowments to foster sustainable development.* 2009, p. 20)

sua vez, deveriam ser direcionadas a investimentos socioeconômicos, por uma questão de “justiça baseada na reivindicação moral ou legal pela propriedade dos seus recursos”.⁴⁵

Nos sistemas contratuais, as principais modalidades de contratações são por meio de: (i) contratos de partilha de produção (*production sharing contracts* - PSC) ou (ii) contratos de serviço, os quais podem ser subdivididos em duas modalidades (a) contratos de serviço com cláusula de risco (*risk services contract*); e (b) contratos de serviço puro (*pure service contract*).

Em linhas gerais, nos contratos de partilha de produção, como o próprio nome já diz, o hidrocarboneto produzido é dividido entre o Estado e o investidor (empresa ou consórcio de empresas). No caso dos contratos de serviço com cláusula de risco, “o pagamento pelos serviços prestados é baseado no lucro do empreendimento, ou seja, se após as atividades de exploração não for encontrado petróleo, a contratada, que arcou com todas as despesas por sua própria conta e risco, não será remunerada”.⁴⁶ Já nos contratos de serviço puro, “a contratada é remunerada de maneira previamente acordada independente de o empreendimento ter sido bem sucedido ou não”.⁴⁷

As modalidades de regimes fiscais estão resumidas na Figura 1.

Para além dos mencionados sistemas, há ainda a modalidade denominada cessão onerosa, que consiste basicamente na cessão de áreas em que a existência de hidrocarbonetos já foi comprovada. Isto é, um sistema

⁴⁵ Tradução nossa. ‘[F]airness based on the government’s legal or moral claim from the ownership of the resource’ (BOADWAY, Robin; KEEN, Michael. *Theoretical Perspective on Resource Tax Design*. In *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed). Routledge: New York. 2010. p. 9 -10)

⁴⁶ LUCCHESI, Rodrigo Dambros. Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo. 2011. 159 f. Dissertação. Mestrado em Planejamento Energético - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. p. 25

⁴⁷ LUCCHESI, Rodrigo Dambros. Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo. 2011. 159 f. Dissertação. Mestrado em Planejamento Energético - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. p. 25

com baixo risco exploratório, motivo pelo qual “a empresa que recebe a licença desta área paga por ela um valor equivalente ao preço das reservas ali contidas, porém não desenvolvidas”.⁴⁸

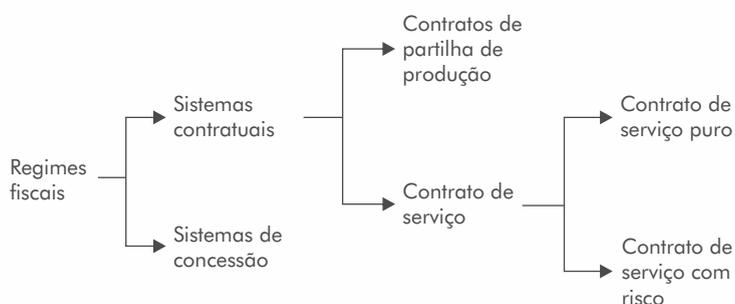


Figura 1 Modalidades de regimes fiscais

Fonte: Elaboração própria

No cenário brasileiro, a contratação da E&P de hidrocarbonetos se dá por meio de três sistemas distintos. São eles: (i) sistema de concessão, instituído por meio da Lei n.º 9.478/1997; (ii) sistema contratual na modalidade partilha de produção, instituído por meio da Lei n.º 12.351/2010; e (iii) cessão onerosa, instituída por meio da Lei n.º 12.276/2010.

2.2 Perspectiva teórica: sistema fiscal flexível, neutro e estável

Em geral, quando os projetos são desenvolvidos de forma eficiente pelas empresas, a rentabilidade é muito maior do que o custo do investimento. Ao partir deste pressuposto, em tese, o regime fiscal poderia ser desenhado de modo que os resultados gerados acima do limite mínimo de uma recompensa razoável aos investidores fossem atribuídos ao Estado. Dito

⁴⁸ LUCCHESI, Rodrigo Dambros. Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo. 2011. 159 f. Dissertação. Mestrado em Planejamento Energético - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. p. 26

de outro modo, a partir da compensação pelo risco e investimento feito pelos investidores, o montante da renda excedente poderia ser 100% tributado e capturado pelo Estado.⁴⁹

Embora pareça simples, na prática, o desenho de uma política fiscal deve observar os limites da tributação⁵⁰ e coordenar diferentes expectativas – por vezes opostas – do governo e das empresas.

Para Silvana Tordo,⁵¹ o Estado tem por objetivo (i) incentivar os investidores a assumirem riscos e desenvolverem projetos, de modo a gerar empregos e impostos; (ii) captar o maior montante de renda possível, mantendo o ambiente atrativo para investidores privados; (iii) monitorar e controlar o ritmo produtivo para não gerar o esgotamento dos recursos naturais; e (iv) criar um fluxo de arrecadação estável e previsível. No caso específico da exploração e produção de recursos não convencionais, o regime fiscal deve tratar também das questões regulatórias relativas às incertezas (comerciais, técnicas, ambientais e sociais) dos projetos.⁵²

A preocupação dos formuladores das políticas fiscais deve ser o alinhamento entre os objetivos dos Estados e a promoção (ou o desencorajamento) de determinado desempenho, taxando as atividades de uma forma não proibitiva e deixando margem para que os agentes privados atinjam seus objetivos não fiscais.⁵³ É necessário, portanto, um *trade-off* entre os

⁴⁹ AMORIM, Lúvia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 28 EUA. International Energy Agency. *Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas.* Paris, France. 2012. p. 22.

⁵⁰ COTTARELLI, Carlo. *Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation.* Washington, D.C., U.S.A.: World Bank. 2012, p. 14

⁵¹ TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper.* N. 123. Washington, D.C. 2007, p. 13

⁵² AMORIM, Lúvia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 6 - 7

⁵³ OTTO, James et al. *Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government and Civil Society.* Washington DC: The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, 2006, p. 9

objetivos do governo e dos investidores,⁵⁴ ainda que ambos possuam um desejo em comum: o desenvolvimento de projetos que gerem altos níveis de receita.⁵⁵

Muito embora não exista uma fórmula sobre quais características ou instrumentos devem ser adotados para o desenho de um sistema fiscal, de acordo com a autora, para os investidores, é desejável que ele seja “flexível, neutro e estável”.⁵⁶ Sobre este aspecto, vale destacar que não há uma diferença significativa no modo de formulação dos sistemas fiscais para o desenvolvimento de projetos não convencionais e convencionais.

Ao considerar que os projetos de longo prazo, como a produção de gás de folhelho, estão expostos a mudanças nos cenários nacional e internacional, é importante que o regime fiscal a ser desenhado esteja apto a conservar o ambiente inicialmente oferecido aos investidores. Isto ocorre por meio de mecanismos progressivos e responsivos às possíveis alterações que afetem a rentabilidade dos projetos. Segundo Silvana Tordo, um regime fiscal flexível é aquele que fornece ao governo uma parte adequada da renda mesmo diante de condições variáveis de lucratividade.⁵⁷ Sua principal vantagem trata-se da estabilidade do sistema a longo prazo.

Um regime fiscal é considerado neutro quando “o efeito geral das obrigações fiscais impostas pelo governo (...) não distorce a decisão do investidor”.⁵⁸ Para obter tal neutralidade, os instrumentos devem capturar a parcela de lucro acima do limite de recompensa adequada aos investido-

⁵⁴ É importante mencionar, contudo, que as preocupações sobre sistemas fiscais não se limitam apenas a uma abordagem econômica. A tributação pode abordar questões sociais e ambientais, por exemplo.

⁵⁵ TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. N. 123. Washington, D.C. 2007, p. 13

⁵⁶ TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. N. 123. Washington, D.C. 2007, p. 29

⁵⁷ TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. n. 123. Washington, D.C. 2007, p. 29

⁵⁸ Tradução nossa. '[T]he overall effect of fiscal obligations imposed by the Government (...) does not distort the investment decision' (AMORIM, Lívia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 13)

res, estimando a renda econômica do projeto. Porém, na prática, é difícil estabelecer um sistema neutro, já que é praticamente impossível avaliar de forma exata a lucratividade dos projetos.⁵⁹

Por fim, um sistema fiscal sem alterações ou com alterações previsíveis ao longo do tempo é considerado estável.⁶⁰ Este aspecto é bastante relevante no que tange a avaliação de riscos de determinados projetos, em razão de que “caso as políticas fiscais sejam estáveis e previsíveis, os investidores reduzem o risco incorporado no retorno de capital. Reduzindo estes elementos de custo (...) resta mais para ser tributado”.⁶¹

Para atingir a estabilidade, via de regra, é necessário que haja ao menos uma das seguintes cláusulas: (i) cláusulas de congelamento, as quais garantem a inalterabilidade dos contratos durante a sua vigência ou os termos fiscais por um determinado período; e (ii) cláusulas de equilíbrio, que preveem ajustes nos contratos ao longo do tempo.⁶²

Se observado as particularidades dos projetos da indústria do petróleo e gás (elevados custos, projetos longos e investimentos adiantados), conclui-se que a estabilidade é fundamental, uma vez que estes projetos podem estar expostos a alterações unilaterais após realizados os investimentos. Isso ocorre em função da denominada obsolescência de barganha (*obsolescing bargain*):⁶³ uma vez realizado o investimento, as empresas

⁵⁹ AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee*. 2013, p. 14

⁶⁰ TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. n. 123. Washington, D.C. 2007, p. 14

⁶¹ Tradução nossa. *[I]f fiscal policies are stable and predictable, investors reduce the risk-premium incorporated in the required return of capital. By lowering this costs element (...) There is more left to be taxed.* (ICMM & Commonwealth Secretariat. *Mineral Taxation Regimes: A review of n.s and challenges in their design and application. The Challenge of Mineral Wealth: using resource endowments to foster sustainable development*. 2009, p. 21)

⁶² TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. n. 123. Washington, D.C. 2007, p. 14

⁶³ *'The notion of obsolescing bargain can be straightforwardly expressed as: 'After the bulk of investment has been made, the allocation of risks shifts rapidly from the capital-hungry State to the investor Negotiating leverage shifts during the project life cycle: the investors require a long period to achieve their expected return while once the investment is made, the host State may then conclude the original bargain*

não têm alternativa a não ser dar continuidade aos projetos e, com isso, a posição de poder é deslocada do investidor para o governo.

Um sistema fiscal estável, portanto, garante a manutenção, ao longo de todo o projeto, das previsões inicialmente acordadas por meio de cláusulas de congelamento, ou até que sejam realizados os ajustes previstos através de cláusulas de equilíbrio.

Assim, é possível afirmar que uma política fiscal desenhada a partir de cláusulas que garantam a estabilidade, a neutralidade e a flexibilidade tende a equilibrar também os objetivos pretendidos pelo Estado e pelos investidores. Tais objetivos são atingidos a partir da imposição de diversos instrumentos de natureza fiscal e não fiscal (*tax and non-tax instruments*), que podem ser tanto regressivos quanto progressivos.

Por não ser o objetivo desta pesquisa detalhar cada um dos instrumentos fiscais e não fiscais disponíveis para a formulação de um regime fiscal,⁶⁴ é fundamental analisar as principais questões que podem ser enfrentadas no desenho de uma política fiscal para exploração de recursos esgotáveis. São duas as principais características quando falamos de instrumentos fiscais e não fiscais: a progressividade e a regressividade.

Os instrumentos considerados progressivos são aqueles cuja taxa de receita do governo aumenta na medida em que a taxa de retorno dos projetos também aumenta.⁶⁵ Em geral, os instrumentos cujas taxas estão relacionadas à rentabilidade dos projetos, abordando os custos dos empreendimentos, costumam ser progressivos. Assim, um regime mais progressivo

is obsolete and force a revision of its terms. (CAMERON, Peter. *International Investment Law. The Pursuit of Stability*. Oxford University Press, Oxford, 2010, p. 3)

⁶⁴ Os instrumentos disponíveis para a formulação de um sistema fiscal são: (i) *royalties*; (ii) *ring-fencing*; (iii) imposto sobre o rendimento das sociedades; (iv) imposto sobre a renda; (v) encargos de importação e exportação; (vi) imposto sobre o valor agregado; (vii) impostos de superfície; (viii) bônus; (ix) participação governamental; (x) amortização dos custos; (xi) divisão de lucro; (xii) controle de câmbio; (xiii) taxas e obrigações ambientais e outras obrigações de performance; (xiv) obrigações locais. (TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. N. 123. Washington, D.C. 2007, p. 37 – 46)

⁶⁵ DANIEL, Phillip et al. *Evaluating fiscal regimes for resources projects. An example from oil development. In The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed.) Routledge: New York. 2010, p. 214

“alivia os investidores dos projetos com baixas taxas de retorno, enquanto permite ao governo aumentar a receita capturada quando o investimento está mais lucrativo”.⁶⁶

No entanto, para um regime fiscal ser considerado progressivo é necessário avaliá-lo como um todo. Embora alguns instrumentos sejam considerados regressivos por natureza (por exemplo, os *royalties*) – recorrentes em sistemas fiscais para a exploração de recursos esgotáveis, tendo em vista que eles “compensam os Estados pela permanente perda das fontes não renováveis”⁶⁷ –, os outros mecanismos atrelados ao regime podem ser coordenados de modo a mitigar os resultados.

3 O DESENHO DE SISTEMAS FISCAIS

3.1 Sistema fiscal para projetos não convencionais

Com vistas a desenhar um sistema fiscal para a produção de recursos não convencionais, além de ter em mente que estes projetos apresentam diferentes características daqueles considerados convencionais, também é importante considerar as diferenças entre os projetos de gás e de petróleo.⁶⁸

Em suma, os projetos de gás possuem menos renda disponível para ser tributada se comparados aos projetos de petróleo.⁶⁹ Assim, para o

⁶⁶ Tradução nossa. ‘[G]ives some relief to investors for projects with low rates of return, while allowing the government to increase its share of revenue when the investment is highly profitable’ (DANIEL, Phillip et al. *Evaluating fiscal regimes for resources projects. An example from oil development. In The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed.) Routledge: New York. 2010, p. 214)

⁶⁷ Tradução nossa. ‘[T]hey compensate countries for the permanent loss of a non-renewable resource’ (ICMM & Commonwealth Secretariat. *Mineral Taxation Regimes: A review of n.s and challenges in their design and application. The Challenge of Mineral Wealth: using resource endowments to foster sustainable development*. 2009, p. 38)

⁶⁸ STEVENS, Paul. *The ‘Shale Gas Revolution’: Hype and Reality*. Chatham House Report, 2010, p. 2.

⁶⁹ AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 39

desenvolvimento de projetos não convencionais, os formuladores de política fiscal devem endereçar a relação dos custos, que podem apresentar relevantes flutuações. Ou seja, as variações dos custos para o desenvolvimento de reservas não convencionais devem ser consideradas para fins de avaliação da renda disponível a ser tributada.

Como exemplo, cita-se o caso da Polônia, em que há uma elevada variação entre o melhor e o pior cenário de desenvolvimento dos projetos não convencionais. Vai além: verifica-se que o melhor cenário para desenvolvimento de gás de folhelho apresenta um custo aproximado ao pior cenário previsto para o desenvolvimento de projetos convencionais.⁷⁰ A Tabela 1 demonstra os percentuais atrelados aos projetos na Polônia.

Tabela 1 Percentuais atrelados aos projetos

Cost/Price Ratio	Best	Worst
Conventional Oil and Gas	10%	40%
Shale Gas in Poland	32%	70%

Fonte: MEURS, Pedro van. *Suggestions for shale gas terms in Poland*. V. 3. 2012.

Como se não bastassem as diferenças entre os projetos de gás e petróleo, conforme demonstrado ao longo deste estudo, os projetos para desenvolvimento de gás de folhelho também apresentam peculiaridades técnicas e geológicas intrínsecas, que os distinguem dos projetos convencionais. São elas: o esgotamento, a profundidade e a qualidade das reservas. Estes aspectos demandam uma engrenagem para a extração que, em última análise, modela as taxas de recuperação e os consequentes fluxos de caixa dos projetos.⁷¹

Logo, os formuladores de políticas fiscais devem possuir esses parâmetros claros para definir “em qual estágio do projeto a tributação

⁷⁰ AMORIM, Lívia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 40

⁷¹ AMORIM, Lívia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 41.

deve ser concentrada e os tipos de incentivos seriam adequados para a estrutura”.⁷² Nesse mesmo sentido, segundo assinala Tordo, “os governos devem buscar um *trade-off* entre mecanismos regressivos (*royalties*, limite de recuperação de custo, taxa de exploração) e mecanismos progressivos (*RoR*, *R-Factor based taxes*, ou partilha de produção)”.⁷³

Quanto à profundidade dos reservatórios, considerando que “cada formação de xisto possui diferentes características geológicas, que afetam a forma como o gás é produzido, as tecnologias necessárias e a economia da produção”,⁷⁴ as projeções de avaliações econômicas não são as mesmas para todos os projetos de exploração de gás de folhelho. Uma vez que “quanto mais fundo é o poço, maior o custo”,⁷⁵ o sistema fiscal deve ser desenhado de forma flexível, de modo a (i) contemplar as singularidades de cada poço; e (ii) se autoajustar para manter o cenário econômico inicialmente projetado.

Em relação ao esgotamento e o uso de tecnologias para manter ou aumentar a produção, tendo em vista suas variações, o formulador das políticas fiscais deve utilizar instrumentos progressivos associados ao nível da produção. Com isso, as taxas regressivas associadas ao sistemas podem ser aliviadas. Nesse mesmo sentido, entende-se que a utilização

⁷² Tradução nossa. ‘[W]hich stage of the project should the burden of taxation be concentrated and the kind of incentives that would suit for the structure in the horizon’ (AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee*. 2013. p. 41)

⁷³ Tradução nossa. ‘[G]overnments would need to seek a trade-off between regressive features (royalties, cost recovery limit, exploration tax) and progressive features (RoR, RFactor based taxes, or production sharing)’ (TORDO, Silvana. *Fiscal System for Hydrocarbons: design n.s. World Bank Working Paper*. N. 123. Washington, D.C. 2007, p. 29)

⁷⁴ Tradução nossa. ‘[E]ach shale formation has different geological characteristic that affect the way gas can be produced, the technologies needed and the economics of production’ (EUA. *International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France, 2012, p. 22)

⁷⁵ Tradução nossa. ‘The deeper the well the higher is the cost’ (CONSIDINE, Timothy J. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia. A Report to The American Petroleum Institute*. 2010. p. 3)

de instrumentos fiscais vinculados à rentabilidade do empreendimento compensa os problemas dos mecanismos regressivos. Isto é, mecanismos progressivos “podem ser aplicados a qualquer projeto, gerando alta arrecadação para o governo somente nos projetos mais lucrativos”.⁷⁶

A qualidade - ou o grau de maturação - das reservas carregam diversas incertezas relativas à produção do gás de folhelho e é um fator essencial para a verificação da rentabilidade dos projetos. Dessa forma, as políticas fiscais devem buscar ser mais favoráveis aos investidores, garantindo os lucros suficientes para acomodar eventuais falhas na exploração.⁷⁷

Para além destas características principais, outros fatores também devem ser considerados para a formulação de um sistema fiscal adequado. Em primeiro lugar, verifica-se: “para o mesmo nível de produção – avaliado como um indicador de lucratividade – é exigida uma maior área para não convencionais e pode alocar uma carga distorcida de taxas para o uso da terra impactando a economia do projeto”.⁷⁸ É dizer, ao contrário da produção convencional, a extração de recursos não convencionais precisa de uma maior área para operar e obter recursos economicamente viáveis. Logo, para garantir a atratividade dos empreendimentos, é necessário que os custos para uso da terra para os projetos não convencionais sejam menores do que para os projetos convencionais.

Ainda, o sistema fiscal deve considerar os custos das infraestruturas, incluídos nos fluxos de caixa dos projetos de gás de folhelho. Ora, com vistas a garantir maior atratividade e incentivar os investimentos, no geral,

⁷⁶ Tradução nossa. ‘[C]an apply to any individual project and will generate a high government take only from the most profitable projects’ (KELLAS, Graham. *Natural Gas. Experience and n.s. In: The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed.) Routledge: New York, 2010, p. 176)

⁷⁷ JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books, 1994, p. 6.

⁷⁸ Tradução nossa. ‘[F]or the same level of production – appraised as an indicator of profitability – a greater area is demanded for non-conventional and can allocate a distortive burden of land fees impacting the economics of the project.’ (AMORIM, Lívia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee*. 2013. p. 42)

os Estados deveriam oferecer termos fiscais melhores para projetos não convencionais do que para os convencionais.⁷⁹

Em resumo, a escolha das peculiaridades quanto ao desenho de um sistema fiscal para os projetos não convencionais depende da vontade dos Estados de estimular a produção comercial destes recursos. Todavia, antes de efetivamente desenhar um regime para dar início à exploração, os parâmetros inflexíveis dentro do sistema fiscal e os incentivos para encorajar a produção devem ser delineados pelos governos.⁸⁰

3.2 Desenvolvimento de projetos não convencionais no Brasil

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil tem potencial para exploração de até sete recursos não convencionais distintos em 14 bacias sedimentares. Especificamente quanto ao gás de folhelho, o estudo mostra que este recurso está disponível nas bacias terrestres do Amazonas, de Parnaíba, de Solimões, do Paraná e do Recôncavo, e é produzido a partir de fraturamento hidráulico. A Figura 2 ilustra as bacias e os potenciais recursos a serem explorados e produzidos no território brasileiro.⁸¹

Conforme entendimento firmado por meio do Parecer nº 061/2011/PF-ANP/PGF/AGU, a competência para a regulação sobre a exploração e a produção de recursos não convencionais é da ANP. No entanto, tanto a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) quanto a Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) não fazem referência à exploração de não convencionais. Nesse sentido,

⁷⁹ AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 43

⁸⁰ AMORIM, Livia. *Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas?* 2013. 56 f. LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. Dundee. p. 52

⁸¹ EPE. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <https://bit.ly/34hoZX4>. Acesso em: 24 maio 2021

destaca-se que há quem defenda que estes recursos podem ser enquadrados na definição de gás natural expressa na legislação.⁸²

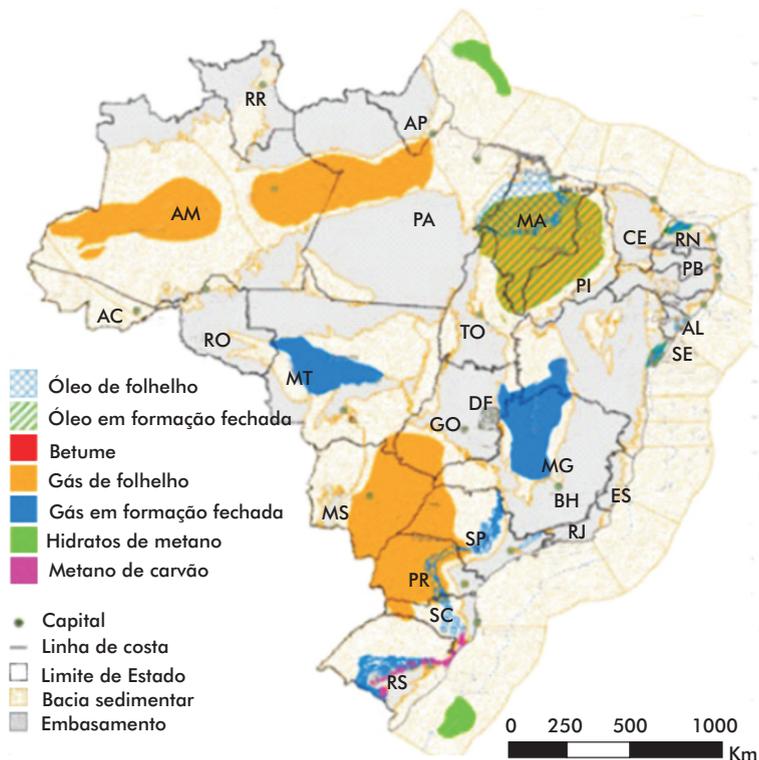


Figura 2 Bacias e os potenciais recursos a serem explorados e produzidos no território brasileiro

Fonte: EPE

Todavia, embora haja a possibilidade de tais recursos serem classificados como gás natural, considerando os aspectos técnicos e geológicos abordados neste estudo, é evidente a necessidade de criação de um arcabouço regulatório específico para o desenvolvimento destes projetos.

⁸² RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá Ribeiro. ZEITOUNE, Ilana. Gás não convencional: novos horizontes regulatórios. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 4, p. 98-113, 2013, p.106

Com isso, a ANP publicou a Resolução nº 21/2014 para estabelecer “os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional”.

Ocorre que, na prática, o desenvolvimento destes projetos no Brasil ainda é muito incipiente. Tendo em vista diversos óbices sob o aspecto moral, social e ambiental, decidiu-se implementar um projeto piloto para a exploração de recursos não convencionais, o denominado Poço Transparente. Em geral, este projeto consiste “na perfuração pioneira no Brasil de ao menos um poço horizontal em reservatório de baixa permeabilidade, com a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico em estágios, e consequente teste da capacidade de produção da formação”.⁸³

Diante disso, para a exploração e produção dos recursos não convencionais no Brasil, os quais – a princípio – estão localizados blocos terrestres é possível afirmar que o regime fiscal a ser adotado para os futuros projetos será o de concessão, regulamentado por meio da Lei nº 9.478/1997. Isso porque o regime contratual, instituído pela Lei nº 12.351/2010, adota a exploração de blocos localizados no polígono do pré-sal e o regime de cessão onerosa, instituído por meio da Lei nº 12.276/2010, é aquele que possui menos riscos exploratórios.

No entanto, diante de tantas incertezas relativas aos projetos, o Estado deverá analisar com cautela as ferramentas fiscais a serem adotadas após a execução do projeto piloto, de modo a alinhar seus objetivos com a promoção (ou o desencorajamento) de determinado desempenho pelos agentes privados.

Com isso, verifica-se que o desenvolvimento de recursos não convencionais no Brasil ainda está em fase preambular. A discussão sobre o desenho de um regime fiscal adequado e atrativo para investidores dependerá do sucesso do desenvolvimento do Poço Transparente, que endereçará a viabilidade de exploração das bacias terrestres brasileiras e servirá como “base para o estabelecimento de um arcabouço regulatório que trará segu-

⁸³ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 230. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

rança técnica, ambiental e jurídica”.⁸⁴ É claro, portanto, que o debate sobre o tema no território brasileiro deve amadurecer ao longo dos próximos anos.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do aumento da produção de gás de folhelho nos EUA, associado ao investimento em parcerias de pesquisa e desenvolvimento, bem como a criação de incentivos fiscais, o cenário mundial energético foi alterado. De certa forma, a experiência pioneira norte-americana serviu como precedente para os demais países que possuíam bacias com potencial de produção de gás ou óleo não convencional.

Tendo em vista as peculiaridades técnicas e geológicas das reservas não convencionais – esgotamento dos poços, profundidade das reservas e qualidade das reservas –, que trazem incertezas para os projetos, a preocupação dos Estados passou a ser a atratividade dos investimentos privados e a garantia da rentabilidade dos negócios, por meio de arranjos jurídicos e fiscais capazes de tornar os projetos bem-sucedidos, dentro dos seus limites.

Com o desafio da formulação do sistema fiscal para atingir os objetivos pretendidos pelos governos, associado ao funcionamento dos fluxos de caixa dos projetos não convencionais, verifica-se que a utilização de ferramentas com aspecto regressivo possuem maiores impactos nos projetos. Assim, instrumentos considerados progressivos, relacionados à rentabilidade – em que a taxa de receita do governo acompanha a taxa de retorno – seriam mais adequados para aliviar as baixas taxas de retorno dos investidores nos primeiros anos dos projetos.

No entanto, considerando que os objetivos dos governos e dos investidores são distintos – e até mesmo opostos – a dificuldade para os formuladores das políticas fiscais é garantir um equilíbrio entre eles e atingir o denominador comum, qual seja: o desenvolvimento de projetos com altos

⁸⁴ LAGE, Elisa Salomão *et al.* Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 229. Disponível em: <https://bit.ly/3yuqorc>. Acesso em: 13 maio 2021

níveis de receita, o que permite maior remuneração aos agentes e maior renda disponível para ser tributada.

Mas antes de definir qualquer aspecto relativo às vontades dos Estados vs. agentes privados, é importante dar um passo atrás. Antes de desenhar um regime para dar início à exploração e produção de recursos não convencionais, é importante que os parâmetros inflexíveis da política fiscal e os incentivos que serão adotados para encorajar os investidores estejam bem definidos.

É indiscutível a importância das discussões sobre o desenvolvimento dos projetos de exploração e produção de recursos não convencionais. No entanto, especificamente no cenário brasileiro, verifica-se que o assunto ainda é incipiente, ainda que latente. Tratar sobre o desenho de um regime fiscal desejável para os investidores e para a União dependerá dos resultados do Projeto Poço Transparente, o qual será responsável por endereçar as preocupações principais quanto à viabilidade de exploração das bacias terrestres brasileiras.

REFERÊNCIAS

AMORIM, Lívia. Design of Fiscal System for Exploration of Shale Gas: How is it Different From Conventional Oil and Gas? LLM in Petroleum Taxation and Finance, University of Dundee. 2013. p. 23 - 30.

BRASIL. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Gás Natural Não Convencional. Nota Técnica nº 09/2010-SCM. P. 3. Disponível em: <https://bit.ly/2QLPxww> . Acesso em: 15 maio 2021.

BOADWAY, Robin; KEEN, Michael. Theoretical Perspective on Resource Tax Design. In *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed). Routledge: New York. 2010. p. 9 -10.

CAMERON, Peter. *International Investment Law. The Pursuit of Stability*. Oxford University Press, Oxford, 2010, p. 3.

CONSIDINE, Timothy J. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: implications for New York,*

Pennsylvania, and West Virginia. A Report to The American Petroleum Institute. 2010. p. 6.

COTTARELLI, Carlo. Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation. Washington, D.C., U.S.A.: World Bank. 2012, p. 14.

DANIEL, Phillip et al. Evaluating fiscal regimes for resources projects. An example from oil development. In *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed.) Routledge: New York. 2010, p. 214.

DELGADO, Fernanda et al. O desenvolvimento da exploração de recursos não-convençionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. *Cadernos FGV Energia*. Fevereiro 2021, ano 8, nº 12, ISSN 2358-5277, p. 207.

DUMAN, Ryan J. Economic viability of shale gas production in the Marcellus shale; indicated by production rates, costs and current natural gas prices. Michigan Technological University. 2012. p. 33.

EPE. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <https://bit.ly/34hoZX4> . Acesso em: 13 maio 2021.

EUA. Energy Information Administration. Glossário. Unconventional gas. Disponível em: <https://bit.ly/3feLXo2> . Acesso em: 13 maio 2021.

EUA. International Energy Agency. Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Paris, France. 2012. p. 24.

ICMM & Commonwealth Secretariat. Mineral Taxation Regimes: A review of issues and challenges in their design and application. *The Challenge of Mineral Wealth: using resource endowments to foster sustainable development*. 2009, p. 20.

JOHNSTON, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: Pennwell Publishing Company, 1994.

KELLAS, Graham. Natural Gas. Experience and issues. In: *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles Problems and Practices*. DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON, Charles (ed.) Routledge: New York, 2010, p. 176.

LAGE, Elisa Salomão et al. Gás não convencional: experiência norte americana e perspectivas para o mercado brasileiro. *BNDES Setorial*, n. 37, mar. 2013, p. 43 - 44. Disponível em: <https://bit.ly/3hWtBu1> . Acesso em: 13 maio 2021.

LUCCHESI, Rodrigo Dambros. Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo. 2011. 159 f. Dissertação. Mestrado em Planejamento Energético - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. p. 25

MAUGERI, Leonardo. Oil: The next Revolution. Harvard Kennedy School, 2012, p. 66. Disponível em: <https://bit.ly/34c0LO7> . Acesso em 16 maio 2021.

OTTO, James et al. *Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government and Civil Society*. Washington DC: The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, 2006, p. 9

PETROSYS. Unconventional Resources and the Role of Technology. First break, Vol. 29, 2011. p. 89.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá Ribeiro. ZEITOUNE, Ilana. Gás não convencional: novos horizontes regulatórios. Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia, v. 4, p. 98-113, 2013, p.102

ROYAL SOCIETY AND ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Shale Gas Extraction in the UK: A Review of Hydraulic Fracturing. Royal Society and the Royal Academy of Engineering. 2012, Londres, p. 69

STEVENS, Paul. The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes. Energy, Environment and Resources. 2012, p. 2. Disponível em: <https://bit.ly/3bQQRPK> . Acesso em 13 maio 2021.

STEVENS, Paul. The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality. Chatham House Report, 2010, p. 11.

TORDO, Silvana. Fiscal System for Hydrocarbons: design issues. World Bank Working Paper. N. 123. Washington, D.C. 2007, p. 13

3

AVALIAÇÃO DOS RECURSOS DE GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL À LUZ DAS EXPERIÊNCIAS, LIÇÕES APRENDIDAS E REGULAMENTAÇÕES DE OUTROS PAÍSES

Ricardo Cantarani

INTRODUÇÃO

Considerado por muitos países um recurso de exploração dispensável em função dos riscos envolvidos e por outros responsável por verdadeira revolução energética e revitalização econômica, a exploração do *shale gas* ou gás de folhelho no Brasil é um tema controverso. Se por um lado há correntes que defendem a primazia do princípio da precaução ao uso do fraturamento hidráulico e da perfuração horizontal, há outras vertentes que apoiam a pesquisa e o conhecimento geológico das Bacias Sedimentares Brasileiras terrestres, especialmente em relação a estes recursos popularmente conhecidos como não convencionais.

O conceito de gás não convencional começou a se difundir a partir da política do governo norte-americano de estímulo às fontes não convencionais de energia, a partir da adoção do *Natural Gas Policy Act* em 1978.

Posteriormente, no início dos anos 2000 os avanços tecnológicos permitiram conciliar o emprego das técnicas de fraturamento hidráulico à perfuração horizontal dos poços, tornando economicamente viável a produção de gás de folhelho em larga escala, o que modificou sensivelmente a realidade das reservas energéticas recuperáveis de diversos países. Tais avanços possibilitaram a acelerada exploração de *shale gas* nos Estados Unidos da América (EUA), que deixou de ser importador líquido de energia e se tornou exportador líquido em decorrência da produção de gás não convencional.¹

Segundo o Prominp² (2016), a exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais envolve, além de um conjunto de ativida-

¹ Após o fim da recessão econômica global, entre 2010 e o final de 2012, a indústria dos Estados Unidos adicionou 169 mil empregos em todo o país, crescendo a uma taxa cerca dez vezes maior que a do emprego geral nos EUA. A participação da extração de petróleo e gás foi de 4,3% do Produto Interno Bruto (PIB) dos EUA em seu auge em 1981 e caiu para 0,6% em 1999. A participação do petróleo e gás aumentou para 1,6% do PIB em 2011 como resultado do “boom do shale”. *The Shale Gas and Tight Oil Boom*. Disponível em: <https://www.cfr.org/report/shale-gas-and-tight-oil-boom>. Acesso em: 12 jul. 2021.

² Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), instituído pelo Decreto Federal nº 4.925/2003 e revogado pelo Decreto Federal nº 10.087/2019. BRASIL. *Decreto nº 4.925, de 19 de dezembro de 2003*. Institui o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural - PROMINP, e dá outras providências. BRASIL. *Decreto nº 10.087, de*

des comuns à exploração e produção dos recursos convencionais, a utilização de técnicas específicas relacionadas ao fraturamento hidráulico e à completação de poços horizontais.

De acordo com Milieu Ltd. (2013),³ a exploração de gás não convencional, tal como as atividades relacionadas ao *shale gas*, geralmente envolve uma pegada ambiental maior em termos de quantidade e qualidade da água, água residual, qualidade do ar, perturbação da comunidade com o tráfego, fragmentação de habitats naturais, entre outros, em comparação com atividades de gás convencional, devido a intensidade e escala daquelas operações que exigem elevado uso de fraturamento hidráulico combinado com perfuração horizontal. Por esta razão é importante avaliar a percepção da sociedade sobre estes efeitos e impactos percebidos, bem como da forma adequada do Plano de Comunicação com os diversos atores envolvidos.

Notadamente as atividades envolvendo a exploração de recursos não convencionais em diversos países são questionadas devido aos riscos potenciais à saúde humana e ao meio ambiente e, em particular, às incertezas relacionadas a seus efeitos sobre:

- a biodiversidade e a conservação da natureza;
- o uso do solo e geologia (incluindo a sismicidade induzida);
- os recursos hídricos (incluindo o aumento da demanda e a potencial contaminação de águas subterrâneas e superficiais);
- a qualidade do ar;
- as mudanças climáticas (incluindo as emissões fugitivas de metano);
- a geração de resíduos (sólidos e líquidos, como brocas, estacas e água de refluxo);
- o patrimônio cultural (arqueologia incluída);
- as paisagens;
- a saúde humana dos trabalhadores e das comunidades potencialmente afetadas.

5 de novembro de 2019. Declara a revogação, para os fins do disposto no art. 16 da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, de decretos normativos.

³ Milieu Ltd. *Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected Member States* - FINAL REPORT, 2013.

Assim, este artigo tem como objetivo apresentar os principais elementos comparativos da regulação da exploração e produção de *shale gas* em outros países do mundo e da relevância e importância estratégica de tais recursos, desde que adotados rigorosos procedimentos de segurança nestas atividades. Além disso, pretende-se abordar as razões pelas quais a exploração no Brasil, embora tecnicamente possível e viável, enfrenta restrições ambientais e decisões judiciais motivadas pelo Princípio da Precaução, bem como propor alguns critérios para a autorização destas atividades e aproveitamento dos recursos de gás não convencional no Brasil.

1 CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS E DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

Baseada em aspectos geológicos e econômicos, a classificação dos reservatórios é dividida em convencional e não convencional. Inicialmente empregado nos anos 70 para classificar os recursos, o termo não convencional refere-se àqueles cuja exploração, seja pela falta de tecnologia para exploração, seja pelos retornos econômicos marginais, ainda não é economicamente viável (FGV, 2019).⁴

Gerado a partir da deposição e posterior transformação de matéria orgânica por processos diagenéticos, o *shale gas* encontra-se aprisionado em rochas sedimentares de baixa permeabilidade, o que demanda complexidade para sua exploração. Segundo Ridley (1983, *apud* FGV, 2019),⁵ o processo de extração do *shale gas* envolve, pelo menos, sete etapas elementares: exploração sísmica, posicionamento de sonda, perfuração vertical, perfuração horizontal, fraturamento hidráulico, sustentação da produção e disposição de resíduos.

Enquanto nos reservatórios convencionais, formados por rochas do tipo arenitos ou carbonatos, nas quais há migração de hidrocarbonetos das rochas geradoras para as rochas reservatórios, geralmente de alta permeabilidade, onde se acumulam e são aprisionados por uma camada

⁴ FGV Energia. *Recursos Não Convencionais*, Cadernos FGV Energia, 2021.

⁵ Idem

impermeável (rocha selante), nos reservatórios não convencionais a rocha – chamada de folhelho é, concomitantemente, geradora e reservatório devido à baixa permeabilidade, a –qual impede a migração destes hidrocarbonetos para outras rochas reservatórios (FGV, 2019)⁶.

Neste caso, segundo a FGV (2019), “as rochas argilosas (folhelhos), ricas em matéria orgânica, podem desempenhar o papel de rocha geradora, reservatório ou trapa para os hidrocarbonetos”.

Embora usualmente relacionado a um conceito geológico, o termo não convencional envolve a capacidade tecnológica disponível em uma determinada época, ou em outras palavras, as ferramentas e técnicas de engenharia existentes que permitem ou prolongam o aproveitamento de um determinado reservatório (EPE, 2020 *apud* FGV, 2019).⁷

A qualificação de um recurso como não convencional em um determinado momento é “*uma função interativa complexa das características do recurso, das tecnologias de exploração e produção disponíveis, do ambiente econômico atual e da escala, frequência e duração da produção do recurso*” (AMEC FOSTER, 2015, p. 17)⁸. O gás não convencional pode ser considerado gás aprisionado em formações atípicas em termos de localização e características geológicas (AMEC FOSTER, 2015, p. 17)⁹.

Na realidade, o termo gás não convencional abrange três tipos principais de recursos: *shale gas*, *tight gas* e *coalbed methane*. Devido à baixa permeabilidade das rochas reservatórios que abrigam estes hidrocarbonetos, eles são incapazes de fluir a taxas comerciais sem intervenção de engenharia e a utilização combinada de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico para permitir a extração econômica de óleo ou gás de folhelho.

As reservas de gás de folhelho recuperáveis no Brasil, segundo o *Energy Information Administration* (EIA, 2013, p.11), são da ordem de 245 TCF¹⁰

⁶ Idem

⁷ Idem

⁸ Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure UK Limited. *Shale Gas Study – Final Report*, 2015.

⁹ Idem

¹⁰ *Trillion Cubic Feet* (na tradução para português, trilhões de pés cúbicos)

(equivalente a 6.938 milhões m³), colocando o país entre os 10 maiores do mundo em volume de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas*.

Tais estimativas também são respaldadas por KPMG (2011), na distribuição global de recursos de *shale gas*, como mostrado na Figura 1.

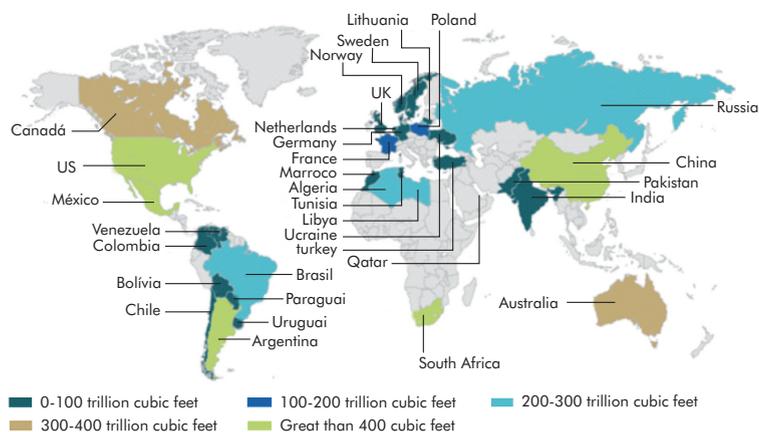


Figura 1 Estimativas de reservas globais de *shale gas* tecnologicamente recuperáveis – distribuição global

Fonte: KPMG, 2011¹¹

No entanto, devido à forte resistência em relação ao desenvolvimento de recursos não convencionais no Brasil, notadamente de *shale gas*, há importante lacuna de informações e elevado desconhecimento do efetivo potencial nacional e da distribuição geográfica destas reservas, o que *per se* dificulta a tomada de decisão no âmbito das políticas públicas e desestimula a integração dos diferentes órgãos e agentes envolvidos, a fim de harmonizar as legislações e regulações setoriais e definir, no âmbito do planejamento estratégico nacional, diretrizes para a monetização destes recursos no médio e longo prazo.

Exemplo desta resistência e da prevalência do Princípio da Precaução é o resultado da 12^a Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios de

¹¹ KPMG. *Shale Gas – A Global Perspective*, 2011.

Petróleo e Gás Natural, realizada em 2013, que ofertou áreas em bacias terrestres visando desenvolver a exploração de gás regional *onshore*. Entretanto, havia a previsão contratual de perfuração de ao menos um poço até a rocha geradora para algumas Bacias, com o objetivo de ampliar o conhecimento geológico e disponibilizar informações sobre as Bacias Sedimentares terrestres. Embora qualquer atividade adicional à perfuração deste poço até a rocha geradora estivesse condicionada à previa aprovação da ANP, mediante envio de Plano específico para recursos não convencionais pelo operador da área, houve forte pressão do Ministério Público e judicialização do tema, o que culminou com a suspensão da assinatura de contratos nos Estados de Alagoas, Sergipe e Bahia. Não obstante, a Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005 suspendeu os efeitos do contrato de concessão em blocos na Bacia do Paraná e a Diretoria Colegiada da ANP anulou, por decisão judicial, contrato na Bacia de Parnaíba

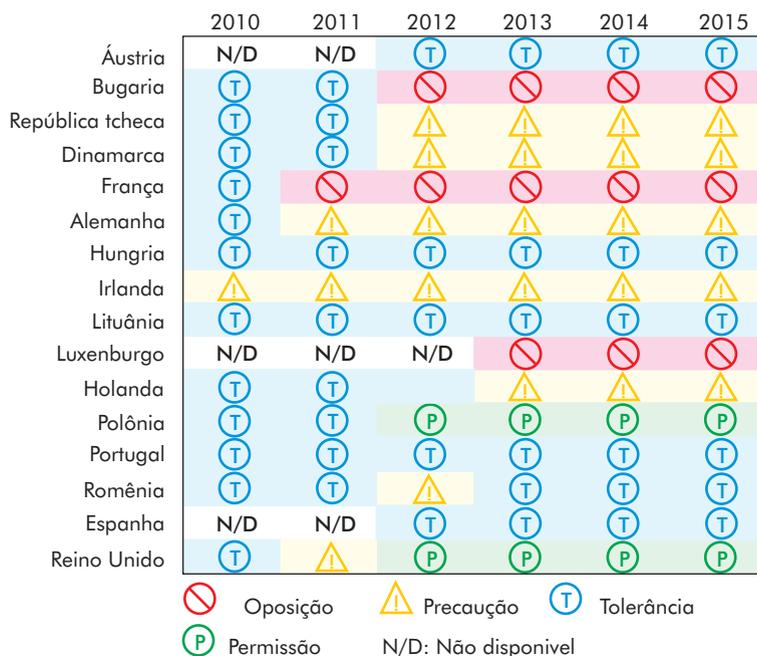


Figura 2 Evolução da posição de alguns países da Europa em relação ao *shale gas* entre 2010-2015

Fonte: Elaboração própria

Este movimento ocorreu em período concomitante a questionamentos, preocupações, moratórias ou proibições em diversos países da Europa (Figuras 2 e 3). Além disso, verifica-se que entre 2011-2013 alguns países mudaram sua percepção e passaram ou a proibir (como Bulgária, França e Luxemburgo) ou a apoiar (caso da Polônia e Reino Unido) a exploração de *shale gas* em parte devido ao stress hídrico nos locais de sobreposição com estes recursos.

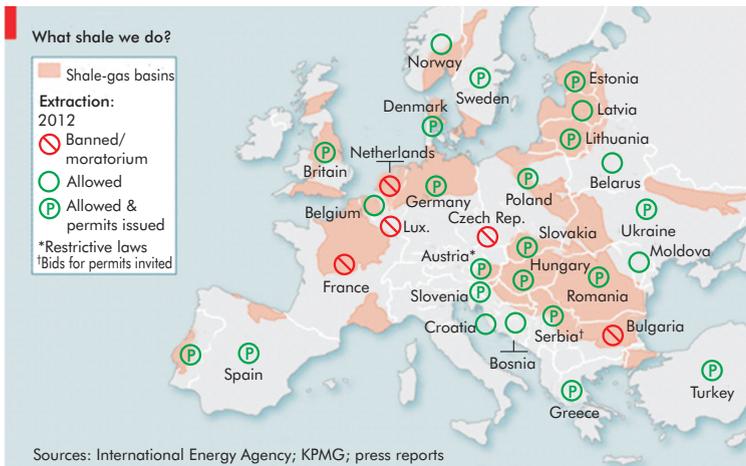


Figura 3 Mapa com o posicionamento de países da Europa em relação ao *shale gas* em 2012

Fonte: The Economist, 2013

Fonte: Elaboração própria a partir de WRI¹²

Um aspecto que merece destaque é o estresse hídrico de diferentes níveis existente em diversas regiões de ocorrência de *shale gas* na Europa (Figura 4), o que à princípio não tem relação direta com as proibições ou permissões ilustradas na Figura 3.

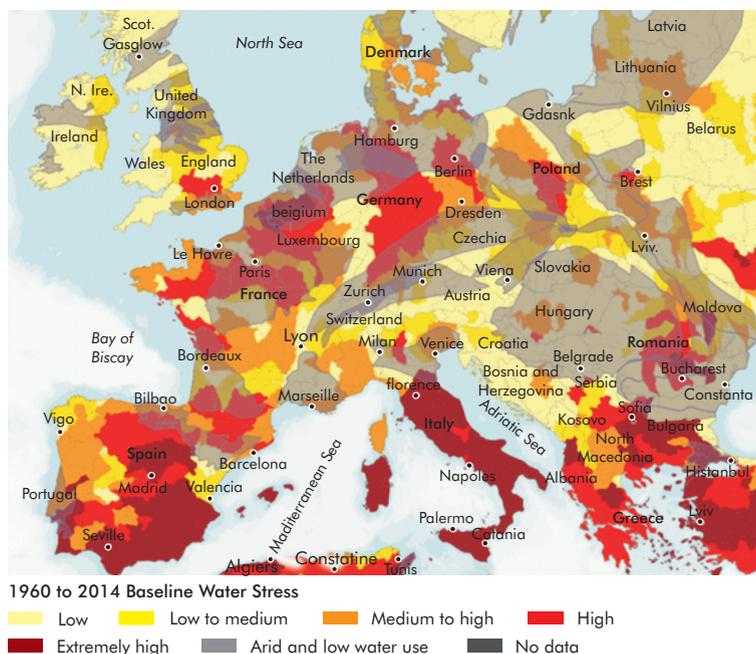


Figura 4 Mapa de áreas de ocorrência de shale em alguns países na Europa (contornos em cinza) e situação da linha de base do stress hídrico entre 1960-2014

No mesmo período, a exploração a partir de reservatórios não convencionais de *shale* no Estados Unidos avançou em várias áreas, como mostrado nas Figuras 5 e 6.

Assim, com o objetivo de revitalizar as atividades de Exploração e Produção (E&P) em áreas terrestres no Brasil, estimular o desenvolvimento local e regional e aumentar a competitividade da indústria petrolífera terrestre nacional, o Governo Federal anunciou em janeiro de 2017 o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Este Programa se complementa ao Projeto Poço Transparente, recentemente lançado pelo MME, visando ampliar o conhecimento técnico, jurídico e legal sobre a viabilidade de utilização de recursos em *onshore* de reservatórios não convencionais, visando permitir a exploração de recursos não convencionais de forma ambientalmente segura no

Brasil, o qual integra os esforços e iniciativas nacionais para revitalizar a exploração em áreas terrestres.

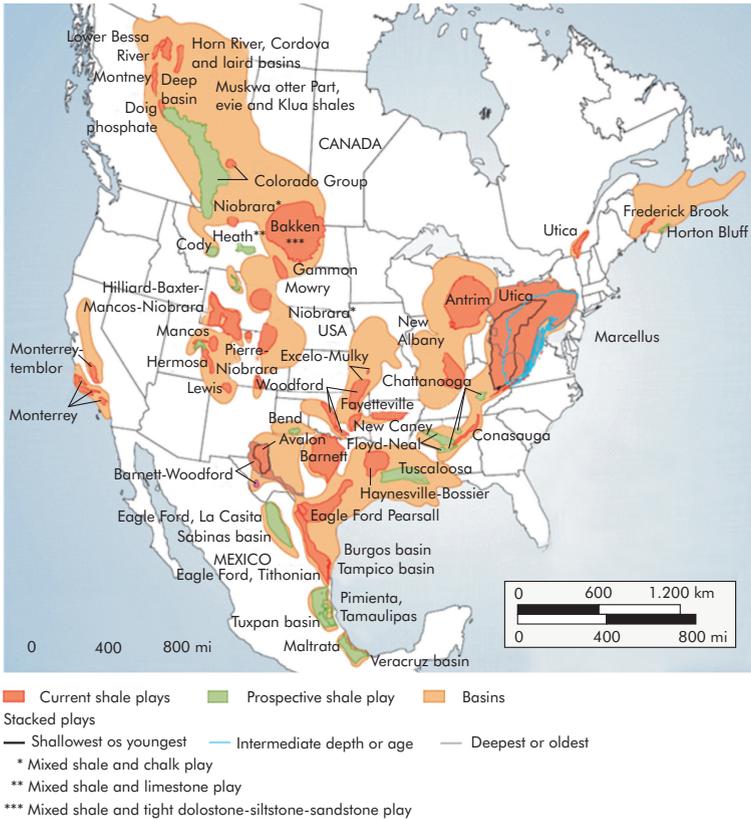


Figura 5 Mapa das áreas de shale na América do Norte

Fonte: Oilfield Review (2011)

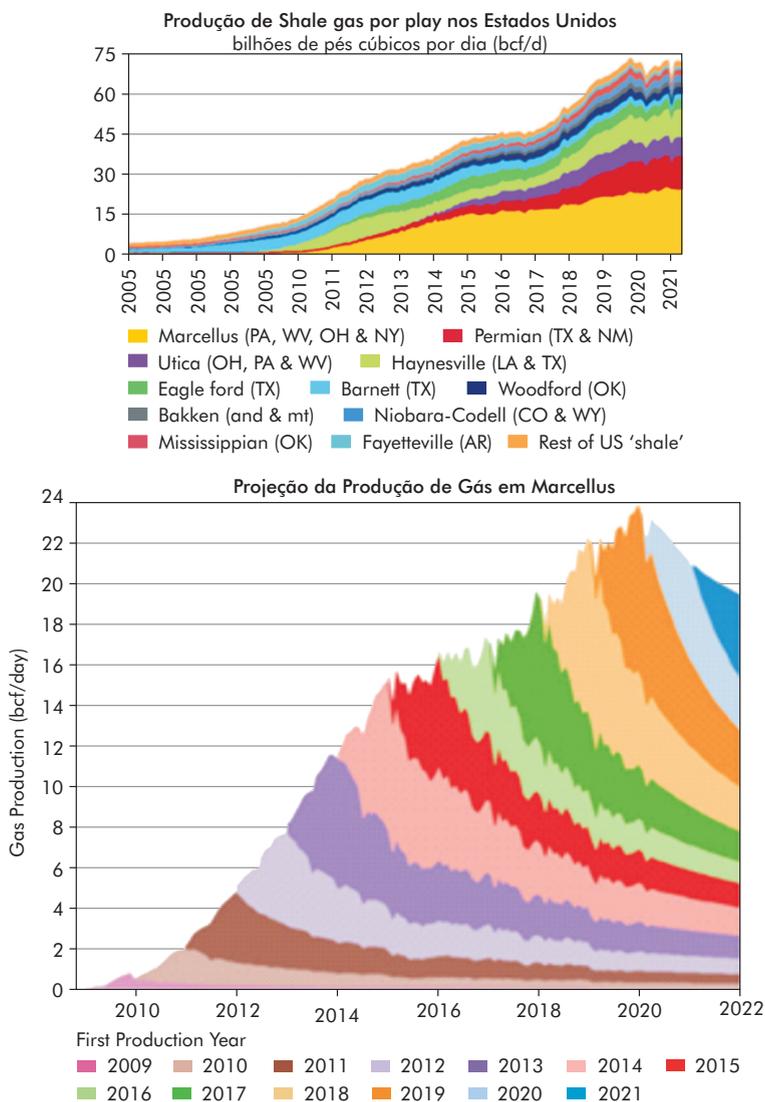


Figura 6 Produção de *shale gas* nos Estados Unidos por *play* e taxa de decaimento de Marcellus

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA¹³

¹³ <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>

2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Um das principais preocupações na exploração deste tipo de recurso é referente ao uso da técnica do fraturamento hidráulico, usualmente aplicada na exploração de gás e óleo de formação fechada, pois demanda um elevado consumo de água que pode ocasionar conflitos pelo seu uso e também induzir sismos pela injeção de líquidos em altas pressões nos poços. Adicionalmente, há risco de contaminação de corpos hídricos pela extensão das fraturas e vazamentos e do solo pelo descarte inadequado dos efluentes gerados ou por falhas na completação dos poços. *Segundo estudos, as falhas na integridade do poço compõem a principal causa de contaminação de aquíferos* (The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012, *apud* EPE, 2020).¹⁴

Controverso e tema de grande preocupação e falta de consenso entre a comunidade e especialistas, o fraturamento hidráulico é a técnica utilizada para fraturar as rochas de baixa permeabilidade (como o folhelho) que contêm hidrocarbonetos por meio da injeção de água e fluidos em alta pressão, possibilitando que o gás flua da rocha para o poço.

Este fluido de fraturamento é bombeado para o poço em alta pressão, após o revestimento ser perfurado e testado, causando fraturas na rocha. O fraturamento hidráulico é realizado em vários estágios ao longo da extensão do revestimento, sendo que a cada estágio de fratura são realizados teste de pressão e o monitoramento incluindo: (i) montagem e teste de equipamentos, incluindo testes de integridade de todos os equipamentos de alta pressão (cabeça de poço de fraturamento, linhas de fluxo, *manifolds*, tubulação e equipamento de bomba); (ii) monitoramento da pressão na coluna de produção e todos os anulares do poço durante a montagem e o teste; (iii) monitoramento e registro contínuo das pressões no anel entre o revestimento intermediário e o revestimento de produção; (iv) monitoramento de quaisquer poços adjacentes ou desviados quanto à pressão na coluna de produção.

¹⁴ EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050*, 2020.

O fraturamento hidráulico de alto volume utiliza normalmente a faixa de pressões de fluido usadas de 10.000 a 15.000 psi – equivalente a 700 a 1.000 bar – e excepcionalmente até 20.000 psi (1.400 bar), enquanto um poço convencional emprega pressão de até 10.000 psi – correspondente a 700 bar.

Outro aspecto relevante é o volume de água utilizado nestas operações. De acordo com a AEA (2012),¹⁵ cada poço de gás de folhelho horizontal normalmente utiliza de 10.000 a 25.000 m³ de água considerando a referência dos Estados Unidos e de 7.000 a 28.000 m³ adotando o referencial Europeu.

No entanto, para induzir e manter a permeabilidade e gerar fraturas produtivas são adicionados produtos químicos à água para criar o fluido de fraturamento hidráulico, cuja composição depende das condições específicas do local e da geologia subjacente, de acordo com King (2012, *apud Amec Foster*, 2015).¹⁶ Evidências sugerem que até 750 produtos químicos foram usados entre 2005 e 2009 na perfuração de *shale gas* nos Estados Unidos, sendo que o fluido de fraturamento normalmente inclui:

- Água: cerca de 98-99% do volume total;
- Propante: cerca de 1-1,9% do volume total, geralmente areia ou partículas de cerâmica. O propante é forçado nas fraturas pela água pressurizada e mantém as fraturas abertas uma vez que a água a pressão é liberada;
- Redutor de atrito: cerca de 0,025% do volume total, geralmente poliacrilamida;
- Desinfetante: cerca de 0,005% a 0,05%, geralmente glutaraldeído, amina quaternária ou tetraquis sulfato de hidroximetilfosfônio;
- Tensoativos: 0,05-0,2%;
- Produtos químicos de gelificação (espessantes): geralmente goma de guar ou polímeros de celulose;

O Quadro 1 apresenta as finalidades e o perigo envolvido com alguns dos produtos que compõe o fluido de fraturamento.

¹⁵ AEA. *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*, 2012.

¹⁶ Amec Foster, Op. cit., p. 104

Quadro 1 Componentes utilizados no fluido de fraturamento, com objetivo e perigo envolvido

Químico	Objetivo/finalidade	Perigo/risco
Ácido clorídrico	Dissolve minerais e inicia fraturas de rocha	Corrosivas e tóxicas
Poliacrilamida	Reduz a fricção de fluido	Prejudicial e tóxico
Etilenoglicol	Reduz a fricção de fluidos	Prejudiciais e cancerígenos
Persulfato de amônia	Retarda a degradação do fluido	Oxidante e tóxico
Cloreto de sódio	Retarda a degradação do fluido e evita o inchaço da argila	Irritante
Metanol	Evita a corrosão da tubulação e reduz a fricção do fluido	Inflamável e tóxico
Ácido fórmico	Evita a corrosão da tubulação	Inflamável e corrosivo
Glutaraldeído	Mata bactérias na água	Corrosiva e tóxica
Cloreto de amônio quaternário	Mata bactérias na água	Corrosivo

Fonte: Adaptado de FracFocus.¹⁷

No Brasil as atividades de exploração de gás não convencional, particularmente de gás de folhelho, estão suspensas por decisão judicial em função do risco do fraturamento hidráulico provocar fraturas em excesso e sem controle que acarretem a migração do gás destas rochas para o Aquífero Guarani, contaminando as águas subterrâneas.

No que concerne as operações de fraturamento hidráulico (Figura 7), a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos – EPA (2016)¹⁸ apontou as cinco atividades principais:

- Aquisição de água - a retirada de água subterrânea ou superficial necessária para fluidos de fraturamento hidráulico;
- Mistura química - a mistura de água, produtos químicos e propante na almofada do poço para criar o fluido de fraturamento hidráulico;

¹⁷ FracFocus. Disponível em: <https://fracfocus.org/explore/chemicals>

¹⁸ U.S. EPA - U.S. Environmental Protection Agency. *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report)*, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F, 2016. Acesso em: 05 mar. 2021.

- Injeção de poço - a injeção de fluidos de fraturamento hidráulico no poço para fraturar a formação geológica;
- Fluxo de retorno e água produzida - o retorno do fluido injetado e da água produzida da formação à superfície, e subsequente transporte para reutilização, tratamento ou descarte; e
- Tratamento de águas residuais e disposição de resíduos - reutilização, tratamento e lançamento ou disposição das águas residuais geradas na almofada do poço, incluindo a água produzida.

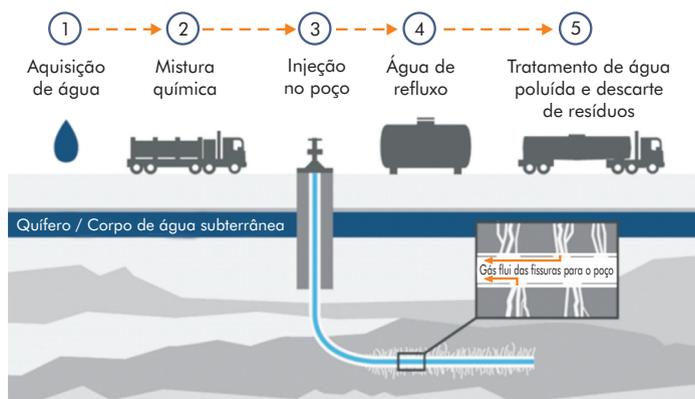


Figura 7 Ilustração das 5 fases envolvidas no fraturamento hidráulico: aquisição de água, mistura química, injeção no poço, água de refluxo e tratamento de água poluída e descarte de resíduos

Fonte: Adaptado de EPA (2016).¹⁹

Dentre os riscos e principais questões de discussão envolvendo o fraturamento hidráulico estão:

- Utilização de volumes mais significativos de água e produtos químicos em comparação com a extração de gás convencional;
- Os impactos dos processos HVHF²⁰ podem ser maiores do que os impactos dos processos convencionais de exploração e produção

¹⁹ Idem

²⁰ High Volume Hydraulic Fracturing, que pode ser traduzido como fraturamento hidráulico de alto volume.

de gás por unidade de gás extraído, uma vez que os poços de gás não convencionais têm menor rendimento em comparação com poços de gás convencionais;

- Garantia da integridade dos poços e outros equipamentos ao longo do desenvolvimento, vida útil operacional e pós-abandono dos poços, de modo a evitar o risco de contaminação das águas superficiais e / ou subterrâneas;
- Garantia de que serão evitados derramamentos de produtos químicos e águas residuais, com potenciais consequências ambientais durante o desenvolvimento e vida útil operacional da planta (poço);
- Garantia da correta identificação e seleção de sítios geológicos, com base em avaliação de risco das características geológicas específicas e das incertezas potenciais associadas à presença de longo prazo do fluido de fraturamento hidráulico no subsolo;
- A toxicidade potencial de aditivos químicos utilizados e alternativas de produtos mais verdes;
- A inevitável necessidade de transporte de equipamentos, materiais e resíduos do e para o local, resultando em impactos no tráfego que podem ser mitigados, mas não totalmente evitados;
- O potencial de desenvolvimento em uma área mais ampla do que é típico de campos de gás convencionais;
- A inevitável necessidade de uso de instalações e equipamentos durante a construção de poços e fraturamento hidráulico, levando a emissões e gerando ruído.

O Quadro 2, adaptado de AEA (2012)²¹ que avaliou operações envolvendo o fraturamento hidráulico na Europa, apresenta os riscos envolvidos em cada fase da exploração de recursos não convencionais em função de cada aspecto ambiental, tanto para o impacto local individual quanto para os efeitos cumulativos, e permite concluir que quando observado de forma cumulativa o risco geral das fases é alto para a maior parte dos principais componentes envolvidos nestas operações.

²¹ AEA, Op. cit., p. 112

Quadro 2 Riscos Locais e Cumulativos de cada aspecto ambiental envolvido em cada Fase do Projeto – adaptado de AEA (2012)

Aspecto Ambiental	Fase do projeto						Avaliação geral em todas as fases
	Identificação do local e preparação	Projeto de perfuração do poço, revestimento, cimentação	Fraturamento	Completação	Produção	Abandono de poço e pós-abandono	
Local individual							
Contaminação de lençóis freáticos	NA	Baixo	Médio-Alto	Alto	Médio-alto	Não classificado	Alto
Contaminação da água superficial	Baixo	Médio	Médio-Alto	Alto	Baixo	NA	Alto
Recursos hídricos	NA	NA	Médio	NA	Médio	NA	Médio
Emissões	Baixo	Médio	Médio	Médio	Médio	Baixo	Médio
Área utilizada	Médio	NA	NA	NA	Médio	Não classificado	Médio
Risco a biodiversidade	Não classificado	Baixo	Baixo	Baixo	Médio	Não classificado	Médio
Impactos sonoros	Baixo	Médio	Médio	Não classificado	Baixo	NA	Médio-alto
Impactos visuais	Baixo	Baixo	Baixo	NA	Baixo	Baixo-médio	Baixo-médio
Sismicidade	NA	NA	Baixo	Baixo	NA	NA	Baixo
Tráfego de veículos	Baixo	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	NA	Médio
Cumulativos							
Contaminação de lençóis freáticos	NA	Baixo	Médio-Alto	Alto	Alto	Não classificado	Alto

Quadro 2 Riscos Locais e Cumulativos de cada aspecto ambiental envolvido em cada Fase do Projeto – adaptado de AEA (2012) (Cont.)

Aspecto Ambiental	Fase do projeto							Avaliação geral em todas as fases
	Identificação do local e preparação	Projeto de perfuração do poço, revestimento, cimentação	Fratramento	Completação	Produção	Abandono de poço e pós-abandono		
Contaminação da água superficial	Médio	Médio	Médio-Alto	Alto	Médio	Não classificado	Alto	
Recursos hídricos	NA	NA	Alto	NA	Alto	Não classificado	Alto	
Emissões	Baixo	Alto	Alto	Alto	Alto	Médio	Alto	
Área utilizada	Muito alto	NA	NA	NA	Alto	Não classificado	Alto	
Risco a biodiversidade	Não classificado	Baixo	Médio	Médio	Alto	Não classificado	Alto	
Impactos sonoros	Baixo	Alto	Médio	Não classificado	Baixo	Não classificado	Alto	
Impactos visuais	Médio	Médio	Médio	NA	Baixo	Baixo-médio	Médio	
Sismicidade	NA	NA	Baixo	Baixo	NA	Não classificado	Baixo	
Tráfego de veículos	Alto	Alto	Alto	Médio	Baixo	Não classificado	Alto	

Fonte: Adaptado de AEA (2012)²²

²² Idem.

Essa necessidade de melhoria da gestão das águas residuais levou a significativas mudanças nas práticas adotadas na área de *Marcellus* (Pensilvânia), como ilustrado na Figura 8, o que demonstra que tanto as práticas e a gestão dos aspectos (particularmente dos negativos) envolvidos na exploração do *shale gas* acompanharam as demandas da sociedade - por exemplo a utilização e manejo da água - quanto a regulação evoluíram à medida do desenvolvimento da atividade - por exemplo a necessidade de divulgação dos componentes que integram o fluido de fraturamento hidráulico.

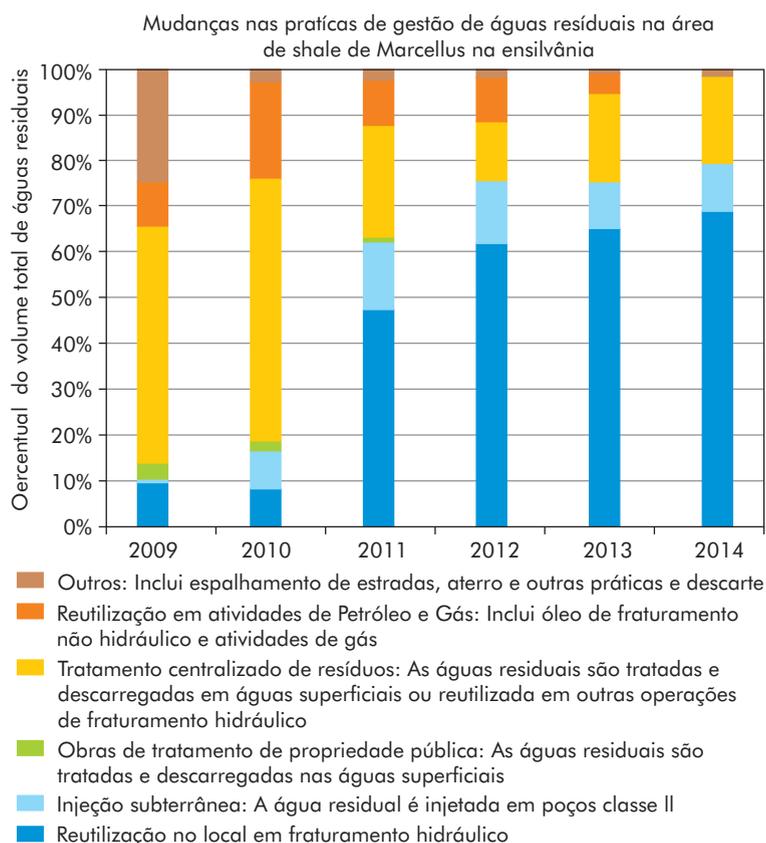


Figura 8 Mudanças nas práticas de gestão de águas residuais na área de *shale* de Marcellus na Pensilvânia

Fonte: Adaptado de EPA (2016)

2.1 Medidas para evitar, minimizar e mitigar riscos

Há um conjunto considerável de práticas disponíveis para evitar, minimizar ou mitigar os riscos relativos ao local selecionado, uso da tecnologia de fraturamento hidráulico, prática de construção dos poços, operação e descomissionamento.

Tais medidas mitigatórias estão em boa medida relacionadas à gestão e gerenciamento dos efeitos associados ao fraturamento hidráulico tais como dos eventos sísmicos induzidos, do abastecimento local de água, da criação de demanda adicional durante períodos de estresse hídrico, do gerenciamento de produtos químicos utilizados para o fluido de fraturamento, do armazenamento e uso do fluido de fraturamento, do gerenciamento de água de refluxo e das emissões fugitivas de gases de efeito estufa.

Em virtude das implicações ambientais da exploração e produção de gás de folhelho, tanto o Brasil, quanto a União Europeia reconheceram a importância de realizar uma avaliação abrangente das áreas a serem licenciadas.

Assim, na União Europeia foi implementada a Diretiva de Avaliação Ambiental Estratégica (2001/42/CE), enquanto o Brasil publicou a Portaria Interministerial 198/2012, que trata da “Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS, disciplinando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades”.

Ambas as diretrizes exigem que o órgão licenciador estabeleça as áreas propostas, identifique a natureza de quaisquer efeitos e indique onde o desenvolvimento não será “adequado” devido a prováveis efeitos ambientais adversos.

Complementarmente, a ANP publicou a Resolução nº 21/2014 que forneceu a primeira base específica para um marco regulatório de gestão da segurança operacional relacionada com o gás não convencional no Brasil, bem como sobre os possíveis efeitos sobre o meio ambiente e à saúde humana. Esta regulamentação, análoga a Recomendação 2014/70/EU adotada pela União Europeia, definiu conjunto de princípios mínimos a serem seguidos por quaisquer interessados em desenvolver a exploração e produção de hidrocarbonetos usando fraturamento hidráulico no Brasil.

A Resolução ANP nº 21/2014, que define os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, traz como principais obrigações dos interessados em desenvolver tais atividades:

Art. 2º O Operador deverá estabelecer e garantir o fiel cumprimento de um Sistema de Gestão Ambiental que atenda às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

Art. 3º O Sistema de Gestão Ambiental deverá conter um plano detalhado de controle, tratamento e disposição de Efluentes Gerados provenientes das atividades de perfuração e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Art. 4º O Operador, ao desenvolver o projeto de Fraturamento Hidráulico para Reservatório Não Convencional, deverá garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região.

...

Art. 7º Para que a ANP aprove o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, o Operador deverá garantir, por meio de testes, modelagens, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas projetadas permaneça a uma distância segura dos corpos hídricos existentes, conforme as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

§ 1º Fica vedado o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços cuja distância seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, dentre outros usos humanos.

§ 2º Somente será aceita a aplicação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços que sejam integralmente revestidos nos intervalos anteriores ao Reservatório Não Convencional.

§ 3º O Operador deverá realizar a análise da influência do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional do poço em questão sobre os poços adjacentes, de modo a evitar efeitos sinérgicos ou cumulativos indesejáveis.

...

Art. 8º A aprovação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional pela ANP dependerá da apresentação pelo Operador, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias do início da perfuração, dos seguintes documentos:

I - Licença ambiental do órgão competente com autorização específica para as Operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, quando aplicável;

II - Outorga ou autorização para a utilização dos recursos hídricos, conforme legislação aplicável;

IV - Projeto de poço para Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, conforme descrito no Anexo I desta Resolução, podendo ser contemplado em um mesmo projeto um conjunto de poços de características semelhantes;

VI - Estudos e avaliação de ocorrências naturais e induzidas de sísmica.

§ 4º O projeto de poço para fraturamento contemplará:

I - projeto de poço com Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional;

II - simulação de fraturas; e

III - Análises de Riscos.

...

Art. 11. O Programa de revestimento e cimentação deverá considerar os seguintes aspectos:

IX - Garantir a existência e integridade de, pelo menos, duas Barreiras de Segurança independentes, solidárias e testadas, isolando as formações porosas e/ou formações contendo hidrocarbonetos e a superfície; e

Art. 12. O Operador deverá aplicar método de modelagem utilizando dados geomecânicos, alinhado com as melhores práticas de engenharia, para realizar a simulação das operações de fraturamento.

...

Art. 28. A validade da aprovação dada para a realização do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional fica condicionada à manutenção da validade de todas as licenças ambientais necessárias.

No entanto, a legislação brasileira não define nem o conteúdo dos estudos e análises que devem ser realizados e apresentados, nem tampouco o que deve ser incluído na eventual licença ambiental destas atividades, caso a operação seja ambientalmente viável. Esta lacuna legal por um lado traz insegurança jurídico-regulatória aos potenciais empreendedores e por outro confere indesejável parcela de subjetividade ao técnico responsável do meio ambiente que analisará o pedido de licença, neste caso para o fraturamento hidráulico.

Logo, o escopo dos estudos ambientais e o nível de detalhamento da licença deve ser definido pelas instâncias competentes, seja para estabelecer critérios objetivos de análise do licenciamento, padronizar os estudos e comparativos e assegurar a observância a parâmetros básicos, seja para

possibilitar um Estudo de Impacto Ambiental completo e abrangente, contemplando desde o início todas as potenciais interfaces e efeitos cumulativos existentes com a comunidade local, recursos naturais e logística, reduzindo o risco de solicitações de estudos e análises complementares pelo órgão ambiental competente, o que demandará tempo adicional imprevisível e não necessariamente garantirá a integração aos demais parâmetros, riscos e componentes avaliados, posto que será executado a posteriori e especificamente para atender ao requisito do órgão, comprometendo a própria qualidade da análise do projeto.

Comparativamente, o Reino Unido introduziu a exigência de consentimento da atividade de fraturamento hidráulico pelo Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (DECC), com fraturamento abaixo de 1.000 m de profundidade, condicionando ainda a solicitação à demonstração pela operadora que atendeu às seguintes condições:

- a autoridade local de planejamento considerou o impacto ambiental do empreendimento;
- a inspeção independente da integridade dos ativos será realizada de forma adequada;
- haverá monitoramento do nível de metano nas águas subterrâneas 12 meses antes do início do fraturamento hidráulico;
- o monitoramento das emissões de metano no ar será realizado de forma adequada;
- não ocorrerá fraturamento hidráulico associado próximo a fonte de água subterrânea;
- não haverá fraturamento hidráulico associado em áreas protegidas;
- os efeitos cumulativos foram considerados;
- o regulador aprovou a operação para as substâncias a serem utilizadas;
- a restauração do local, quando a atividade for concluída, será feita de forma adequada;
- foram concluídas as consultas aos órgãos relevantes envolvidos.

Destarte, tal recomendação está alinhada à proposta do PROMINP para abordar uma série de questões adicionais e facilitar a segurança e

regulação eficaz de gás não convencional, de forma que os seguintes parâmetros devem ser considerados:

- Capacitação;
- Zoneamento e distâncias mínimas;
- Condições da linha de base;
- Monitoramento;
- Divulgação de informações;
- Fraturamento Hidráulico
- Sismicidade induzida;
- Emissões de carbono;
- Fechamento do poço;
- Comunicação.

3 LICENCIAMENTO E ESTUDOS DE IMPACTO AMBIENTAL

No Brasil, a regulamentação da Lei Complementar nº 140/2011²³ – que fixa normas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora – fixada por meio do Decreto Federal nº 8.437/2015,²⁴ definiu as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União:

Art. 2º Para os fins deste Decreto, adotam-se as seguintes definições:

XXVI - offshore - ambiente marinho e zona de transição terra-mar ou área localizada no mar;

²³ BRASIL. *Lei Complementar nº 140/2011*. Fixa normas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora.

²⁴ BRASIL. *Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015*. Regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União.

XXVII - onshore - ambiente terrestre ou área localizada em terra;

XXVIII - jazida convencional de petróleo e gás natural - reservatório ou depósito de petróleo ou gás natural possível de ser posto em produção sem o uso de tecnologias e processos especiais de recuperação;

XXIX - recurso não convencional de petróleo e gás natural - recurso cuja produção não atinge taxas de fluxo econômico viável ou que não produzem volumes econômicos de petróleo e gás sem a ajuda de tratamentos de estimulação maciça ou de tecnologias e processos especiais de recuperação, como as areias betuminosas - oilsands, o gás e o óleo de folhelho - shale-gas e shale-oil, o metano em camadas de carvão - coalbed methane, os hidratos de metano e os arenitos de baixa permeabilidade - tightsandstones;

Art. 3º Sem prejuízo das disposições contidas no art. 7º, caput, inciso XIV, alíneas “a” a “g”, da Lei Complementar nº 140, de 2011, serão licenciados pelo órgão ambiental federal competente os seguintes empreendimentos ou atividades:

c) produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (offshore) ou terrestre (onshore), compreendendo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento; e

Já a Diretiva Europeia do Parlamento Europeu e do Conselho (DIRECTIVE) 2011/92/EU, que trata da avaliação dos efeitos de certos projetos públicos e privados no meio ambiente, apresenta a seguinte normativa no que tange projetos relacionados a exploração de *shale gas*:

Artigo 2

4. Sem prejuízo do artigo 7º, os Estados-Membros podem, em casos excepcionais, isentar um projeto específico do disposto na presente diretiva, caso a aplicação dessas disposições tiver como resultado um prejuízo para o objetivo do projeto, desde que os objetivos da presente diretiva sejam cumpridos.

Artigo 4

1. Sem prejuízo no disposto no Artigo 2 (4), os projetos listados no Anexo I serão submetidos a uma avaliação nos termos dos artigos 5º a 10º.

2. Sem prejuízo no disposto no Artigo 2 (4), para os projetos enumerados no Anexo II, os Estados-Membros podem determinar se o projeto deve ser submetido a uma avaliação em conformidade com os artigos 5º a 10º. Os Estados-Membros devem fazer essa determinação através de:

(a) um exame caso a caso; ou

b) Limites ou critérios definidos pelo Estado-Membro.

Os Estados-Membros podem decidir aplicar os dois procedimentos referidos nas alíneas a) e b).

ANEXO I - PROJETOS REFERIDOS NO ARTIGO 4 (1)

1. Refinarias de petróleo bruto (excluindo as empresas que fabricam apenas lubrificantes a partir de petróleo bruto) e instalações de gaseificação e liquefação de 500 toneladas ou mais de carvão ou xisto betuminoso por dia.

ANEXO II

2. INDÚSTRIA EXTRATIVA

(e) Instalações industriais de superfície de extração de carvão, petróleo, gás natural e minérios, bem como xisto betuminoso.

Emenda 31 - Proposta de Nova Diretiva

(23-A) Os limites de produção estabelecidos para o petróleo bruto e gás natural no Anexo I da Diretiva 2011/92 / UE não consideram a especificidade dos níveis de produção diários de hidrocarbonetos não convencionais, que são frequentemente muito variáveis e inferiores. Assim, apesar do seu impacto ambiental, os projetos relativos a esses hidrocarbonetos não estão sujeitos à avaliação de impacto ambiental obrigatória. De acordo com o Princípio da Precaução, tal como preconizado pela resolução do Parlamento Europeu, de 21 de novembro de 2012, sobre os impactos ambientais das atividades de extração de gás e óleo de xisto, seria adequado incluir hidrocarbonetos não convencionais (tight oil, tight gas, shale oil, shale gas e coalbed methane), definidos de acordo com as suas características geológicas, no Anexo I da Diretiva 2011/92/UE, independentemente da quantidade extraída, para que os projetos relativos a tais os hidrocarbonetos sejam sistematicamente submetidos a avaliações de impacto ambiental.

Emenda 79 - Diretiva 2011/92/UE - Anexo I

(d) os seguintes pontos são inseridos:

“14a. Exploração, limitada à fase de aplicação de fraturamento hidráulico e extração de petróleo bruto e /ou gás natural aprisionado em estratos portadores de gás de xisto ou em outras formações rochosas sedimentares de igual ou menor permeabilidade e porosidade, independentemente da quantidade extraída.

14b. Exploração, limitada à fase de aplicação de fraturamento hidráulico e extração de gás natural de jazidas de carvão, independentemente da quantidade extraída.”

Como se observa, o Parlamento Europeu propôs a Emenda 31 para incluir no Anexo I os projetos relativos à exploração de hidrocarbonetos não

convencionais, independentemente da quantidade extraída, submetendo-os a avaliações de impacto ambiental sistemáticas, uma vez que segundo o Parlamento Europeu seria adequado incluir as atividades de extração de hidrocarbonetos não convencionais à avaliação de impacto ambiental obrigatória, assim como preconizado pelo Princípio da Precaução.

3.1 Licenciamento ambiental no Brasil

De acordo com o art. 176 da Constituição Federal Brasileira de 1988, *“as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra”*.

O art. 3º da Lei Federal nº 9.478/1997²⁵, também conhecida como Lei do Petróleo, garante a propriedade das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos para a República Federal do Brasil (União), enquanto o art. 21 declara que a Federação possui todos os direitos de exploração e produção em território brasileiro.

Tendo em vista os riscos ambientais associados à exploração de recursos não convencionais e ao enorme desconhecimento das partes envolvidas, diversas ações civis públicas foram propostas pelo Ministério Público Federal de diferentes estados do país, que culminaram em decisões judiciais que atualmente impedem quaisquer atividades neste sentido, bem como proíbem a ANP *de realizar novos procedimentos licitatórios relativos à exploração de “gás xisto”* nas Bacias objeto das ações, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares destas Bacias.

A Portaria MMA nº 422/2011²⁶ dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal, prévio às atividades e empreendimentos

²⁵ BRASIL. *Lei Federal nº 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

²⁶ BRASIL. *Portaria MMA nº 422/2011*. Dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de

de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar, o qual é realizado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama.

Segundo o Ministério da Economia (2021), o “licenciamento faz necessário não apenas pela natureza da atividade, mas também pelos importantes atributos naturais e pela elevada sensibilidade ambiental observada nas regiões marinhas e costeiras”.²⁷

Como já mencionado a 12^a Rodada de Licitações, autorizada pela Resolução CNPE nº 6/2013, é um exemplo no Brasil da insegurança provocada aos potenciais investidores. Esta Rodada teve como principal objetivo a ampliação da oferta de gás natural em terra, com áreas em Bacias Maturas e Novas Fronteiras Tecnológicas e do Conhecimento e a possibilidade contratual de “exploração e produção de gás natural a partir de recursos convencionais e não convencionais”.

Foram ofertados 240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas. Se cadastraram 26 empresas, das quais 21 foram habilitadas a participar e 12 apresentaram ofertas e sagraram-se vencedoras (ANP).

Destes blocos ofertados, 72 foram arrematados, totalizando 47.427,60 km² de área arrematada, o que corresponderia ao pagamento de R\$ 165,2 milhões de Bônus de assinatura e de Programa Exploratório Mínimo (PEM) com investimentos exploratórios da ordem de R\$ 503,5 milhões, além do elevado conteúdo local ofertado foi de 72,61% para a fase de exploração e 84,47% para a etapa de desenvolvimento da produção.

A seguir são reproduzidos integralmente o conteúdo das decisões judiciais que suspenderam os efeitos da 12^a Rodada de Concessões, realizada em 2013, em relação à exploração de gás de folhelho, a fim de elucidar o conteúdo das decisões proferidas pelos magistrados (ANP, 2021)²⁸:

exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

²⁷ Ministério da Economia. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2021>. Acesso em: 07 mai. 2021.

²⁸ Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>

Por força de liminar judicial proferida nos autos da Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, foram suspensos os efeitos dos contratos de concessão relativos aos blocos PAR-T-300 e PAR-T-309, assinados no dia 15 de maio de 2014, e a assinatura dos contratos de concessão dos blocos PAR-T-271, PAR-T-272, PAR-T-284, PAR-T-285, PAR-T-286, PAR-T-297, PAR-T-298, PAR-T-308 e PAR-T-321. Todos os blocos estão localizados no setor SPAR-CS da bacia do Paraná. Além disso, a Diretoria Colegiada da ANP, por força de decisão judicial, anulou a assinatura do contrato de concessão referente ao bloco PN-T-597, localizado no setor SPN-O da bacia de Parnaíba. Em 17 de março de 2016, o juiz federal da 1ª Vara Federal da Seção Judiciária em Sergipe determinou por decisão liminar no processo nº 080036679.2016.4.05.8500, que a ANP publicasse o seguinte texto:

“O Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe ajuizaram Ação Civil Pública, distribuída a 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe sob o nº 080036679.2016.4.05.8500, que objetiva a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizada pela ANP, somente em relação à exploração de gás de folhelho, conhecido como “gás de xisto”, na modalidade fracking (fraturamento hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, em razão dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da AAS Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares.”

Em 9 de junho de 2017, foi proferida sentença nos autos da Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005, por meio da qual foram confirmados os termos da liminar conforme segue:

“Confirmo os demais termos da liminar, e julgo parcialmente procedentes os pedidos formulados na exordial, extinguindo o feito com resolução de mérito, forte no art. 487, I, do Código de Processo Civil, para o fim de declarar a nulidade do procedimento licitatório e dos respectivos contratos firmados referentes as áreas da Bacia do Rio Paraná (setor SPAR-CS), bem como determinar à AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP que se abstenha de realizar procedimentos licitatórios e/ou celebrar contratos de concessão nas áreas da Bacia do Rio Paraná (setor SPAR-CS), sem a realização prévia da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares - AAAS em relação à Bacia Hidrográfica do Paraná.”

Adicionalmente, o Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe ajuizaram Ação Civil Pública, distribuída a 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe sob o nº 080036679.2016.4.05.8500, que objetiva a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizada pela ANP, somente em relação à exploração de gás de folhelho, conhecido como “gás de xisto”, na modalidade fracking (fraturamento

hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, em razão dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da AAAS Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares. Em decisão de 17 de março de 2016, o juiz federal da 1ª Vara Federal da Seção Judiciária em Sergipe determinou por decisão liminar no processo nº 080036679.2016.4.05.8500, que a ANP publicasse o seguinte texto:

“O Ministério Público Federal de Alagoas e de Sergipe ajuizaram Ação Civil Pública, distribuída a 1ª Vara Federal da Seção Judiciária de Sergipe sob o n. 080036679.2016.4.05.8500, que objetiva a suspensão dos efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações realizada pela ANP, somente em relação à exploração de gás de folhelho, conhecido como “gás de xisto”, na modalidade fracking (fraturamento hidráulico), na Bacia Sergipe-Alagoas, em razão dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional, enquanto não houver a realização de Estudos de Impacto Ambiental e a devida publicidade da AAS Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares.”

O Ministério Público Federal/BA também ajuizou ação civil pública, distribuída na 13ª vara federal da seção judiciária da Bahia sob o n. 0030652-38.2014.4.01.3300, que objetiva a suspensão dos contratos referentes aos setores SREC-T2 e SREC-T4 decorrentes da 12ª Rodada de Licitações, exclusivamente em relação à possibilidade de exploração de recursos não convencionais mediante o emprego da técnica de fraturamento hidráulico, até que sobrevenha regulamentação específica do CONAMA acerca da utilização do método de fraturamento hidráulico, bem como até que seja realizada a avaliação ambiental de áreas sedimentares que abranja a Bacia do Recôncavo na forma da Portaria Interministerial nº 198/2012, conforme decisão abaixo transcrita:

“CONCEDO A MEDIDA LIMINAR requerida para a **SUSPENDER exclusivamente em relação à atividades que envolvam a exploração de gás xisto por meio de fraturamento hidráulico** os efeitos decorrentes da 12ª rodada de licitação promovida pela Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustível ANP que disponibilizou blocos na Bacia do Recôncavo para a exploração de gás de xisto por meio de fraturamento hidráulico Setor SRECT2 e SRECT4 assim como dos contratos dela decorrentes **enquanto não houver prévia regulamentação do CONAMA e não for realizada a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares AAAS na forma da Portaria Interministerial nº 198/2012;** b) **impedir a ANP de realizar novos procedimentos licitatórios relativos à exploração de gás xisto na Bacia do Recôncavo** assim como de autorizar a firmação de contratos relativos a tal atividade enquanto não executadas as diligências descritas no item anterior; c) de-

terminar que a ANP dê publicidade à presente demanda consignando a sua existência nos contratos de concessão cujos efeitos se pretendem suspender assim como no seu site institucional e no Brasil Rounds Licitações de Petróleo e Gás”.

Por fim, no âmbito da Ação Civil Pública nº 0005610-46.2013.4.01.4003, foi proferida decisão com o seguinte teor:

“DEFIRO O PEDIDO DE LIMINAR para DETERMINAR a imediata suspensão de todos os atos decorrentes da arrematação do bloco PN-T-597 pertencente à Bacia do Parnaíba, no que se refere à exploração do gás de xisto (gás não convencional), e que a Agência Nacional do Petróleo - ANP e a União se abstenham de realizar outros procedimentos licitatórios com finalidade de exploração do mesmo gás na bacia de Parnaíba, enquanto não for realizada a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS, prevista na Portaria Interministerial de nº 198, de 05/04/2012 do Ministério de Minas e Energia.”

A expressa previsão editalícia aos recursos não convencionais estava sintonizada ao momento global do *shale gas*, que promoveu uma verdadeira revitalização econômica nos Estados Unidos. No caso do Brasil, embora essa possibilidade tivesse principalmente a finalidade de estimular o conhecimento geológico das Bacias Sedimentares do país, notadamente as Bacias Terrestres, e não necessariamente a expectativa de fomentar a produção de recursos não convencionais em curto prazo, o processo enfrentou resistência similar. Nesse sentido, o Contrato previa como obrigação do concessionário, na fase de exploração, perfurar poços que atingissem e atravessassem o objetivo estratigráfico mínimo exigido. Para cada dos poços deveriam ser coletadas análises de perfis, amostragens e análises de parâmetros indicativos da presença de *sweet spots*.²⁹ De acordo com as obrigações contratuais, estimava-se que entre cinco e seis anos, seria perfurados pelo menos 26 poços “estratigráficos”, gerando informações e coletando dados que possibilitariam avaliar adequadamente o potencial das rochas geradoras e ampliar o conhecimento da estrutura das respectivas Bacias Sedimentares, inclusive orientando a ANP na oferta futura de áreas.

²⁹ Porções da rocha geradora que permitem, efetivamente, viabilizar economicamente a produção de hidrocarbonetos.

A análise das decisões judiciais que suspenderam as atividades que envolvessem a exploração de gás xisto por meio de fraturamento hidráulico nestas áreas evidenciam: (i) desconhecimento dos Juízes sobre a diferença entre o tipo da rocha (folhelho e xisto) a ser explorada; (ii) desconhecimento quanto à diferença entre Região Hidrográfica e Bacia Sedimentar, tal como se verifica na Bacia do Paraná; e (iii) a falta de consenso ou uniformidade entre as decisões e das condicionantes adotadas, posto que enquanto alguns apenas suspendem as atividades que envolvam a exploração de gás xisto por meio de fraturamento hidráulico, permitindo a exploração por método que não utilize referido fraturamento, outros subordinam tais operações à prévia regulamentação do CONAMA³⁰ e à elaboração e divulgação de Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares AAAS na forma da Portaria Interministerial nº 198/2012, impedindo a Agência de realizar novos procedimentos licitatórios relativos à exploração de gás xisto em algumas bacias.

É fato que os Promotores de Justiça e Magistrados não tem obrigação de conhecerem os detalhes técnicos, mas dado o potencial impacto de suas decisões no exercício de suas funções é altamente recomendado um trabalho específico conjunto da Academia – Universidades, Institutos e Centros de Pesquisa – e de órgãos do Poder Executivo ao Poder Judiciário de explicação, orientação e transferência de conhecimento técnico acerca da exploração do *shale gas* e da técnica de fraturamento hidráulico. Sugere-se que esta aproximação envolva, necessariamente, o Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente (GAEMA) em cada Estado com áreas potenciais por meio de seus diversos Núcleos Regionais.³¹ Isto porque a segurança jurídica e regulatória constitui-se pré-requisito para um ambiente de negócios favorável e para a atração de investidores.³²

³⁰ Conselho Nacional do Meio Ambiente – Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/>. Acesso em 1 jul. 2021

³¹ Atualmente o Dr. Luis Fernando Rocha é o Secretário-Executivo do GAEMA do Ministério Público do Estado de São Paulo – MPSP - gaemasec@mpsp.mp.br

³² Entendimento com larga jurisprudência. Um exemplo possível, pode ser encontrado em: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/artigos/cassio-borges/a-seguranca-juridica-que-o-setor-productivo-espera/>;

4 REGULAMENTAÇÃO DO SHALE GAS

Assunto essencial e complementar à legislação, a regulação constitui elemento essencial para o exercício das atividades sob determinadas condições, critérios e limites, conforme contexto de cada nação, de forma a possibilitar aos interessados segurança regulatória.

Foram analisadas as regulamentações de alguns países para verificar se emanaram atos específicos sobre os hidrocarbonetos não convencionais e sobre o *shale gas*.

4.1 Regulação na Europa

Até o início de 2013 países como a Bulgária, Dinamarca, Alemanha, Lituânia, Polônia, Romênia, Espanha e Reino Unido³³ dispunham de legislação geral aplicável principalmente à mineração e ao meio ambiente, que transpõe a legislação da União Europeia, e se relaciona com os procedimentos de licenciamento para regular tais atividades, como ocorre com a extração de gás convencional, sendo que raros países adotavam requisitos específicos dedicados às atividades não convencionais de gás. Alguns destes países estavam em processo de revisão da legislação aplicável, uma vez que haviam incertezas na legislação correspondente destes Estados-Membros da União Europeia, tais como se os fluidos remanescentes do fraturamento subterrâneo deveriam ser considerados como resíduos de mineração, o que conduziria à aplicação de diferentes requisitos algumas vezes contraditórios pelos Estados-Membros (Milieu, 2013).³⁴

Trabalho elaborado por Milieu (2013)³⁵ concluiu, com base em pesquisa documental e entrevistas com partes interessadas e especialistas e em avaliação sobre os requisitos ambientais e de saúde aplicáveis ao gás não convencional nos Estados Membros selecionados, que para cada fase desta atividade havia uma série de potenciais lacunas regulatórias e incertezas jurídicas, mas

³³ Selecionados como casos ilustrativos com base em sua diversidade geográfica, cultural e jurídica e possível interesse na extração de gás não convencional e, em particular, recursos de gás de folhelho

³⁴ Milieu, Op. cit., p. 102

³⁵ Idem

também áreas onde a legislação atual pode ser considerada suficiente para cobrir os impactos específicos da exploração e aproveitamento de gás não convencional, dentre as quais regulamentações que se aplicam especificamente às atividades de gás não convencionais nos Estados-Membros selecionados (como por exemplo a gestão de sismicidade induzida).

A Figura 9 ilustra as áreas e bacias prospectivas de shale na Europa.

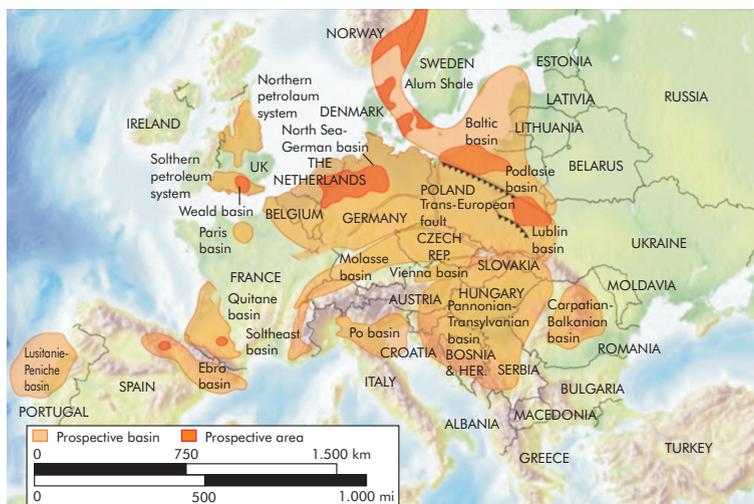


Figura 9 Mapa das áreas e bacias prospectivas de shale na Europa

Fonte: Oilfield Review (2011)

A seguir serão apresentados os principais aspectos relacionados à legislação e regulamentação das atividades para a exploração de *shale gas* em alguns países europeus:

- **Bulgária:** com a alteração da Lei de Proteção Ambiental - EPA em abril de 2012, a perfuração para exploração e extração de hidrocarbonetos não convencionais estão sujeitas ao Estudo de Impacto Ambiental obrigatório, a ser apresentado pelas atividades descritas no EPA³⁶;

³⁶ Disponível em: <https://www.moew.government.bg/en/environmental-protection-act-7628/>

- **Dinamarca:** Planejamento de perfuração que envolve fraturamento hidráulico tanto na fase de exploração quanto de exploração está sujeita a um estudo de impacto ambiental completo;
- **Alemanha:** A Portaria sobre Avaliação do Impacto Ambiental de projetos de mineração não vai além da diretiva do estudo de impacto ambiental. A Alemanha não definiu uma análise específica caso a caso ou limites e critérios aplicáveis às atividades de gás não convencionais. Havia iniciativas para incluir as atividades de fraturamento hidráulico no escopo desta Portaria, a fim de que estejam sujeitas a estudo de impacto ambiental obrigatório;
- **Lituânia:** Os estudos de impacto ambiental na Lituânia devem ser realizados antes da exploração de hidrocarbonetos. O Ministério do Meio Ambiente alterou a legislação exigindo estudo de impacto ambiental específico para esta exploração;
- **Polônia:** A legislação exige um estudo de impacto ambiental obrigatório para os seguintes projetos envolvendo hidrocarbonetos: (i) Exploração das jazidas de gás natural de mais de 500.000 m³/dia; e (ii) Exploração ocorrendo nas áreas marinhas da Polônia. Além disso, pela legislação os seguintes projetos estão sujeitos à avaliação por autoridades administrativas, a fim de concluir se há a necessidade de estudo de impacto ambiental: trabalhos geológicos e uso de explosivos; execução da atividade pelo método subterrâneo; perfuração de poços a mais de 1.000 metros de profundidade; operação no território marítimo da Polônia;
- **Romênia:** A Decisão do Governo Romeno nº 445/2009 não vai além da Diretiva de Avaliação de Impacto Ambiental e não estabelece limites específicos aplicáveis às atividades relacionadas a gás não convencional;
- **Espanha:** O Decreto Real Legislativo Espanhol 1/2008, que adota a Lei nacional sobre a avaliação de impacto para projetos, não vai além da Diretiva da Avaliação de Impacto Ambiental. No entanto, desde outubro de 2012, o Ministério do Meio Ambiente determinou que todos os poços envolvendo fraturamento hidráulico estariam sujeitos a um estudo de impacto ambiental completo. Em março de 2013, o Conselho de Ministros aprovou a alteração

da Lei de Avaliação de Impacto Ambiental e incluiu as atividades de hidrocarbonetos não convencionais envolvendo fraturamento hidráulico na legislação espanhola, tornando obrigatória a elaboração de avaliação de impacto ambiental;

- **Reino Unido:** Adota a Diretiva da Avaliação de Impacto Ambiental no que diz respeito aos projetos do Anexo I, com elevada probabilidade de que as operações de perfuração e exploração de *shale gas* seriam enquadrados como projetos sujeitos a triagem, que inclui as seguintes categorias: perfurações profundas onde a área da obra ultrapassar 1 hectare; instalações industriais de superfície para a extração de carvão, petróleo, gás natural e minérios, bem como xisto betuminoso, onde a área de desenvolvimento excede 0,5 hectare; instalações industriais para transporte de gás onde a área das obras ultrapassar 1 hectare; armazenamento superficial de gás natural onde a área de qualquer novo edifício, depósito ou estrutura superior a 500 m² ou localizado a 100 metros de quaisquer águas controladas. No entanto, foi recomendado que o estudo de impacto ambiental seja obrigatório, e o Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*Department for Energy and Climate Change – DECC*) melhorou os requisitos e passou a exigir uma avaliação completa dos riscos ambientais ao longo de todo o ciclo de vida das operações.

No Reino Unido há também um sistema de monitoramento e gerenciamento com sinalização em cores (similar a um semáforo) para orientar os concessionários sobre o nível de sismicidade induzida. Quando a sinalização está vermelha, o empreendedor deve interromper imediatamente o fraturamento hidráulico, tal como detalhado na Figura 10.

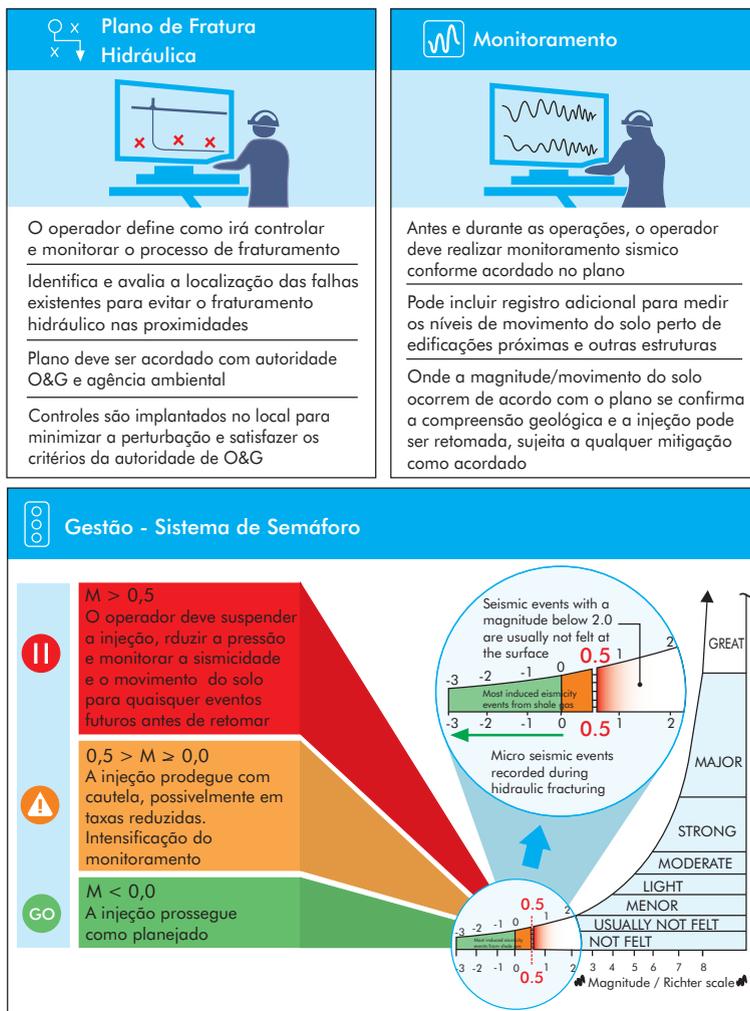


Figura 10 Detalhamento do sistema de monitoramento e gerenciamento de sismicidade no Reino Unido

Fonte: Adaptado de Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2019)

4.2 Regulação nos Estados Unidos

Nos Estados Unidos, desde que introduzido na década de 1940, o fraturamento hidráulico é regulado pelos Estados individualmente. Cada região

tem seus próprios padrões, mas em geral a legislação e regulação são aprovadas com a finalidade de:

- Supervisionar a construção do poço e o *design* do local;
- Proteger a água potável;
- Testar poços e monitorar o entupimento de poços;
- Monitorar os procedimentos de perfuração;
- Supervisionar o manuseio de materiais e resíduos;

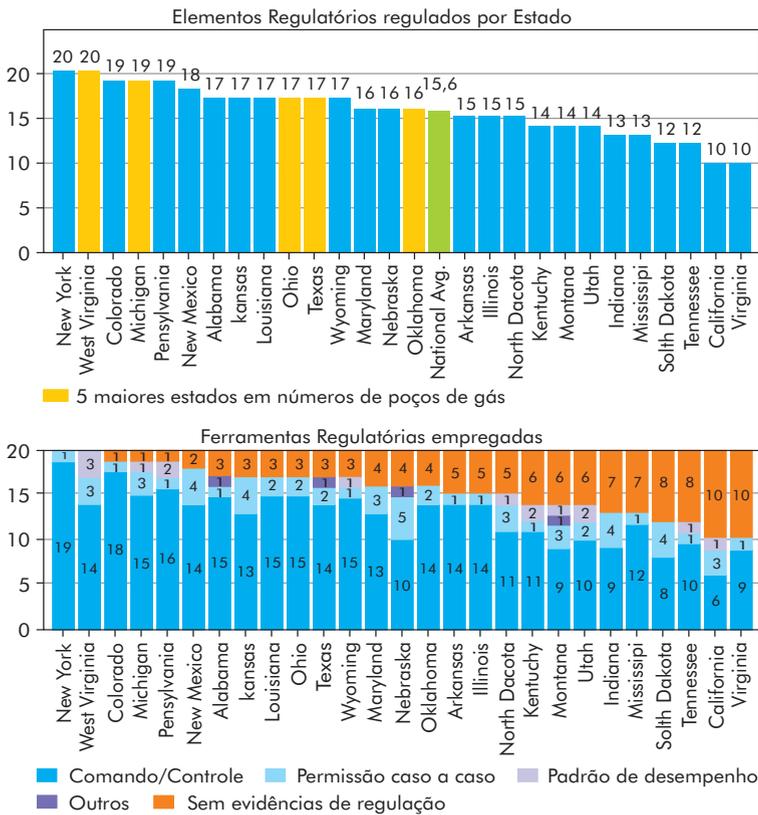


Figura 11 Quantidade de Elementos regulatórios regulados em 31 estados Norte-Americanos e ferramentas empregadas

Fonte: Richardson et. al (2013)³⁷

³⁷ Richardson et al. (2013) 2013. *The State of State Shale Gas Regulation*. Washington.

Richardson *et al* (2013)³⁸ elaboraram uma avaliação com os 25 elementos regulatórios (descritas no Quadro 3) mais relevantes para a exploração de *shale gas* em 31 estados com produção real ou potencial de gás de folhelho nos EUA. Os resultados deste trabalho, mostrados nas Figuras 11, 12 a e 12 b, permitem concluir que os 5 maiores estados em número de poços de gás definiram regulamentação ao menos para 16 diferentes elementos.

Quadro 3 Relação dos elementos regulatórios avaliados, distribuídos por grupos – Seleção e preparação do local, perfuração do poço, fraturamento hidráulico, armazenamento e eliminação de águas residuais, descarte de gás em excesso, produção, conexão e abandono e outros

Elementos regulatórios avaliados	
Seleção e preparação do local	Armazenamento e eliminação de águas residuais
1. Regras gerais de espaçamento de poços	12. Opções de armazenamento de fluido
2. Requisito de contratempos de construção	13. Requisitos de borda livre
3. Requisitos de recuo de água Produção	14. Requisitos do revestimento do poço
4. Requisitos de teste de pré-perfuração de poços de água a	15. Regulamentos de injeção subterrânea
Perfurando o poço	16. Opções de eliminação de fluidos
5. Regulamentos de profundidade de revestimento/cimentação	17. Regras de rastreamento de transporte de águas residuais
6. Regulamento de tipo de cimento	Descarte de gás em excesso
7. Regras de circulação de cimento de revestimento de superfície	18. Regulamentos de ventilação
8. Regras de circulação de cimento de revestimento de intermediário	19. Regulamentos de queima
9. Regras de circulação de cimento de revestimento de produção	Produção
Fraturamento hidráulico	20. Impostos
10. Limites de retirada de água	Conexão e abandono
11. Requisitos de divulgação de fluido de fraturamento	21. Limites de tempo ocioso do poço
	22. Limites de abandono temporário
	Outros
	23. Requisitos de relatório de acidentes
	24. Proibições e moratórias estaduais e locais
	25. Número de agências reguladoras

Fonte: Richardson *et al.* (2013).³⁹

³⁸ Idem

³⁹ Idem

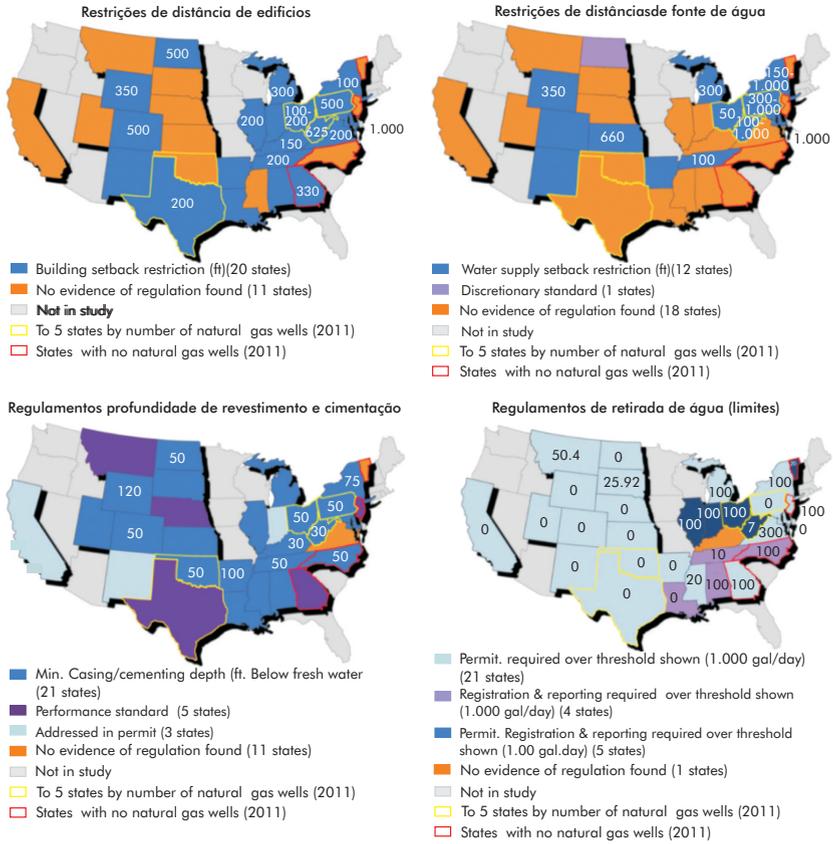


Figura 12 a Mapas ilustrativos com exemplos de alguns dos itens regulados e parâmetros adotados pelos diferentes estados dos EUA com produção real ou potencial de gás de folhelho

Fonte: Richardson et al (2013)⁴⁰

⁴⁰ Idem

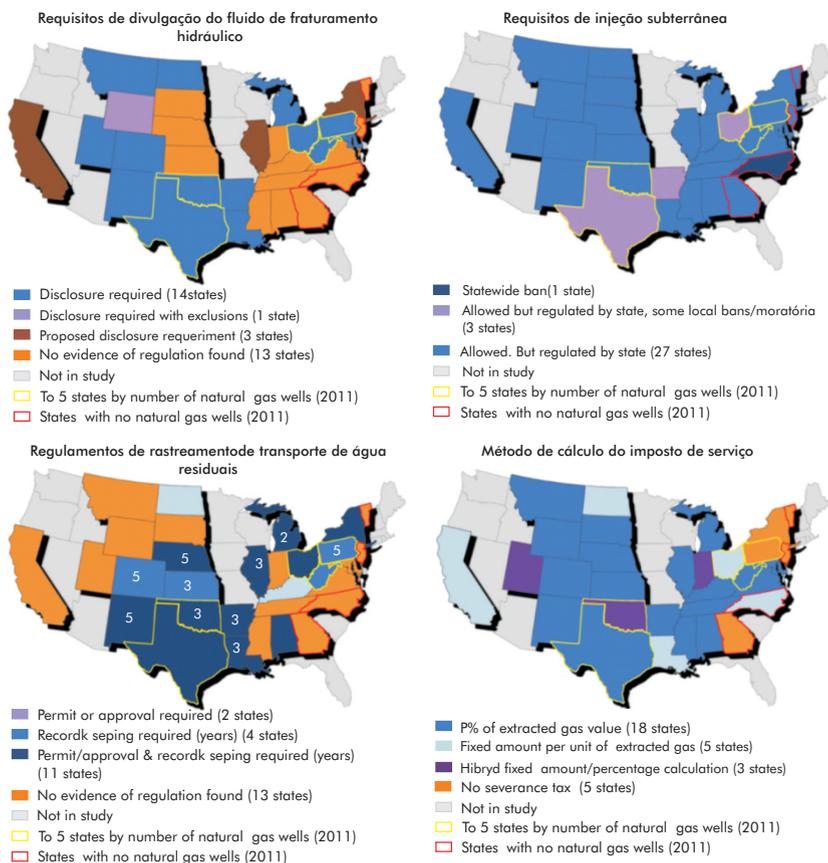


Figura 12 b Mapas ilustrativos com exemplos de alguns dos itens regulados e parâmetros adotados pelos diferentes estados dos EUA com produção real ou potencial de gás de folhelho

Fonte: Richardson et al (2013)⁴¹

⁴¹ Idem

5 RELEVÂNCIA ESTRATÉGICA DO SHALE GAS

5.1 Relevância estratégica para os Estados Unidos e Europa

Segundo a EIA (2016),⁴² a produção de gás natural nos EUA a partir do *shale gas* e do *tight oil* representa atualmente quase metade da produção total de gás natural seco do país. A estimativa da Administração da Informação de Energia dos Estados Unidos - EIA é que a produção de *shale gas* e de *tight oil* no país deve duplicar e atingir 29 TCF em 2040, perfazendo 69% da produção total de gás natural seco naquele ano, a qual será obtida pelas formações Sanish-Three Forks (parte do Bakken), Eagle Ford, Woodford, Austin Chalk, Spraberry, Niobrara, Avalon-Bone Springs e Monterey.⁴³

Este incremento da produção de *shale gas* nos EUA gerou redução do custo do insumo e efeitos na produtividade dos EUA que, de acordo com Mathieu *et al.* 2014,⁴⁴ pode ser medida por:

- preços mais baixos de gás no país, gerando: (i) efeito renda, resultante do fato da queda de custo do produto, disponibilizando renda para dispêndio em outros bens; (ii) efeito substituição, pela variação dos preços do gás e mudança da relação de preços nos setores produtivos nos quais o gás é insumo de produção. Estudo comparativo empregando vários modelos da Universidade de Stanford apresentou valor de impacto de longo prazo do gás de folhelho no PIB dos EUA de 0,46% do PIB. (Huntington, 2013⁴⁵, *apud* Mathieu *et al.*, 2014);⁴⁶
- melhora da balança comercial dos Estados Unidos devido à redução das importações de petróleo, o que representa um aumento de 0,35% no nível do PIB no período até 2040 em relação aos níveis de 2012;

⁴² EIA – Energy Information Administration. *Most natural gas production growth is expected to come from shale gas and tight oil plays*, 2016. Disponível em: www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26552. Acesso em: 12 fev. 2021.

⁴³ Em Anexo mapa das áreas de ocorrência de *shale gas*

⁴⁴ Mathieu *et al.* *Economic analysis of the US unconventional oil and gas revolution*, 2014 - <https://voxeu.org/article/limited-economic-impact-us-shale-gas-boom>. Acesso em: 26 mar. 2021.

⁴⁵ HUNTINGTON, H. *Changing the Game? Emissions and Market Implications of New Natural Gas Supplies*, Energy Modeling Forum Report 26, Stanford University, 2013. Disponível em: <https://www.stanford.edu/>. Acesso em: 21 abr. 2021.

⁴⁶ Idem

- impacto na competitividade da manufatura, especialmente nos segmentos que utilizam o gás como matéria-prima e como nos subse-
tores de manufatura, gerando aumento das exportações nos setores
intensivos em gás de US\$ 23,6 bilhões em 2012, comparativamente
a um *deficit* comercial de manufatura de US\$ 779,4 bilhões. O FMI
concluiu que os benefícios do gás mais barato provavelmente se
limitariam aos setores de produtos químicos, metais primários e
papel e impressão (Celasun *et al* 2014⁴⁷, *apud* Mathieu *et al*, 2014)⁴⁸.

Segundo Fullenbaum *et al.* (2011) – Tabela 1, a contribuição do shale gas na economia norte americana em 2010 foi de mais de 600 mil empregos, valor adicionado de cerca de US\$ 77 bilhões e arrecadação tributária superior a US\$ 18 bilhões.

Tabela 1 Contribuição do shale gas na economia dos Estados Unidos em 2010

Parâmetros	Contribuição			
	Direta	Indireta	Induzida	Total
Empregos	148.143	193.710	259.494	601.348
Valor adicionado (milhões US\$)	29.182	22.283	25.283	76.80
Arrecadação tributária (milhões US\$)	9.621[a]	8.825[b]	161[c]	18.607

[a] Impostos federais; [b] Impostos estaduais; [c] royalties federais.

Fonte: Fullenbaum *et al.* (2011)

Dados da IEA (2019)⁴⁹ mostram que a produção doméstica de petróleo nos Estados Unidos atingiu de 15,5 milhões barris por dia em 2018, o que representa um aumento de 124% em relação a 2008, alcançada especialmente em função da produção de óleo leve a partir de formações de *shale*. Enquanto isso, a produção de gás natural experimentou um expressivo crescimento de 40% atingindo 760,4 bilhões m³. Estes números reforçam a tese que a revolução do *shale gas* é a força motriz para a

⁴⁷ Celasun *et al.* *The US Manufacturing Recovery: Uptick or Renaissance?*, IMF Working Paper 14/28, 2014.

⁴⁸ Idem

⁴⁹ EIA. Op. cit. p. 140

política energética dos EUA, alterando a realidade de escassez de energia para a abundância e exportação, sendo que os refinamentos na perfuração horizontal combinada ao fraturamento hidráulico tornaram a produção de petróleo e gás um dos pilares da política energética dos EUA (Figura 13).

Resultado da estabilidade da política energética, o expressivo aumento da produção de gás no país permitiu ainda a construção de diversos terminais de liquefação no país, que já conta com 13 terminais, possibilitado a exportação de GNL para o mundo (Figura 14). Verifica-se ainda o adensamento da malha de gasodutos em área coincidente com os campos de produção de *shale gas* nos EUA.

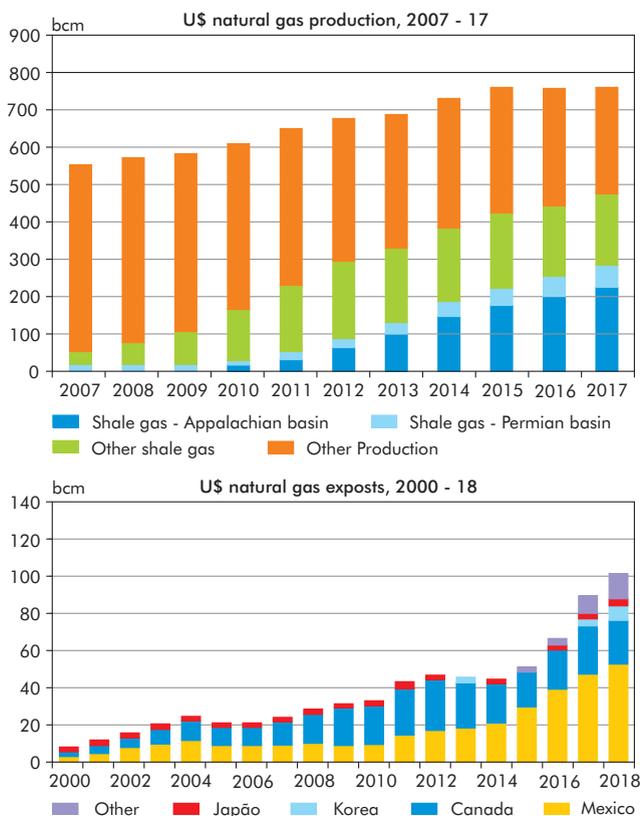


Figura 13 Evolução da produção de gás natural nos EUA entre 2007-2017 e das exportações de gás pelo mesmo país entre 2000-2018

Fonte: IEA (2019)

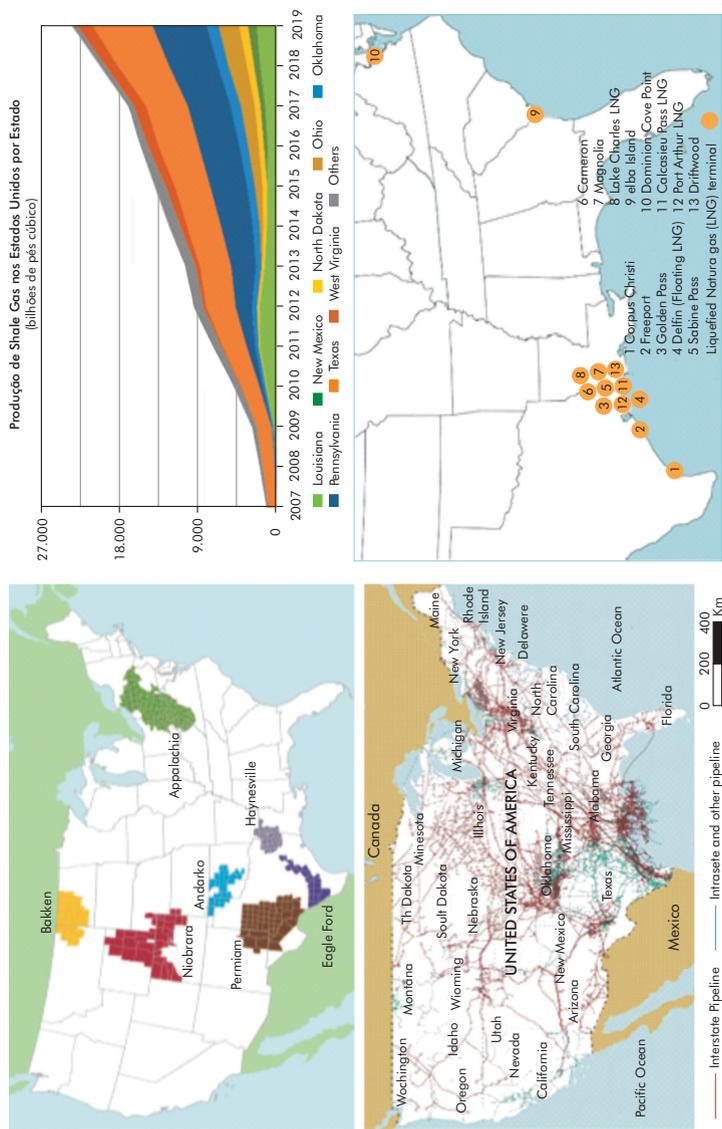


Figura 14 Mapa dos Gasodutos existentes nos EUA e da localização das 13 instalações de liquefação de gás no país em 2018

Fonte: IEA (2019)⁵⁰

⁵⁰ Idem.

Diante da elevada relevância dos efeitos da indústria não convencional nos EUA, que revitalizou a economia norte-americana, diversos governos e empresas da Europa se interessaram por explorar o *shale gas*.

Na Polônia, a exploração das reservas de *shale* foi vista como uma oportunidade para reduzir a dependência do gás importado da Rússia e como possibilidade para o país exportar gás para o restante da Europa, particularmente após o Serviço Geológico Polonês anunciar em 2012 que os recursos tecnicamente recuperáveis da Polônia poderiam ser da ordem de 346 a 768 bilhões m³ de gás natural. Já o Reino Unido esperava que o *shale gas* pudesse compensar o declínio da produção do Mar do Norte e reduzir os dispêndios crescentes com as importações de gás, especialmente diante das estimativas do Serviço Geológico Britânico de 2018 de que o *shale* da região de Bowland, no norte da Inglaterra, poderia produzir de 1.800 a 13.000 bilhões m³ de gás.

Neste mesmo período diversos países, por preocupações ambientais, baniram o fraturamento hidráulico para o gás de folhelho, como a França (2011), a Bulgária (2012), a Escócia (2015), a Alemanha e a Irlanda (2016).

No entanto, como o resultado da perfuração de 72 poços de exploração na Polônia entre 2007 e 2016, dos quais 25 fraturados hidráulicamente, ficou bem abaixo do esperado pois a maioria estava seca, diversas empresas petrolíferas envolvidas com a operação saíram do país.

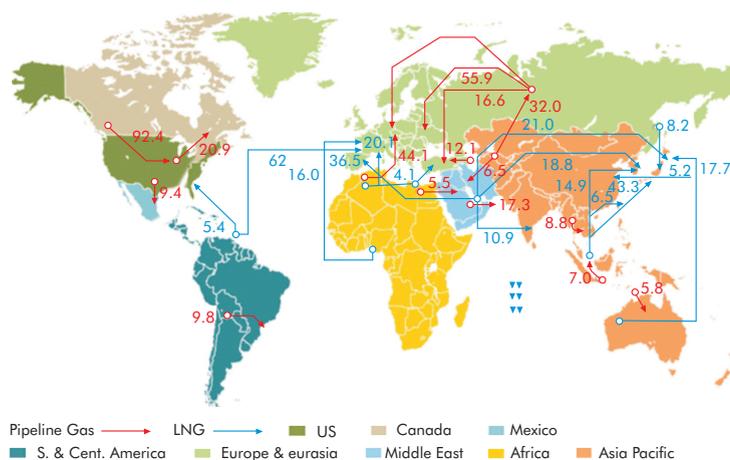


Figura 15 Fluxos de gás natural no mundo em 2019, por gasodutos e liquefeito

Fonte: KPMG (2011).

Por conseguinte, na Europa, somente o Reino Unido manteve até novembro de 2019 o apoio às operações com *shale gas*, quando o então Governo Conservador, por questões políticas, anunciou que retiraria o apoio ao *fracking*, uma vez que muitos dos partidos de oposição do Reino Unido já haviam assumido a postura anti-fraturamento por motivos ambientais.

A análise dos fluxos de gás entre países também mostra a importância da exploração das reservas sob o ponto de vista das relações comerciais e internacionais e da balança comercial, além da relevância destes recursos em termos de reservas energéticas estratégicas, como indicado na Figura 15.

5.2 Relevância estratégica para o Brasil

Para o Brasil, a potencial exploração de gás de folhelho se justifica por diversos fatores, dentre os quais: (i) pela reserva recuperável existente, da ordem de 226-245 TCFs; (ii) pela localização geográfica destes recursos não convencionais, que abrange na porção da Bacia do Paraná localizada em território paulista, na região do Pontal do Paranapanema, uma das mais carentes e com menores índices de desenvolvimento humano/maior vulnerabilidade do Estado, permitindo a geração de emprego e renda local; (iii) pela possibilidade de implantação de empreendimentos termelétricos a gás próximos a estas reservas ou ainda construção de gasoduto pelas distribuidoras locais, ligados diretamente aos poços de produção, para atendimento de novas regiões, municípios e segmentos consumidores, promovendo a interiorização da infraestrutura; (iv) pela oportunidade de diversificação de fontes de suprimento à matriz energética e redução da atual dependência de importação de gás do Brasil, posto que atualmente as fontes de suprimento de gás ao país provém da produção nacional convencional, em terra ou mar, da importação pelos terminais de regaseificação do Gás Natural Liquefeito (GNL) e da importação pela Bolívia; (v) pela arrecadação tributária, particularmente de ICMS, posto que o Estado de São Paulo será o beneficiário do imposto sobre o produto; (vi) pelo conhecimento geológico das Bacias Sedimentares terrestres no país, especialmente considerando o potencial inexplorado destes recursos, a finitude de relevância enquanto insumos energéticos e, conseqüentemente, de valor; (vii) fortalecer ações, iniciativas e programas em curso do Governo Federal para exploração e produção em ambiente terrestre, tais como o REATE; e (viii) propiciar maior grau de

conhecimento científico e tecnológico sobre as potenciais consequências e efeitos do fraturamento hidráulico, bem como da efetividade das medidas de mitigação de risco, qualidade dos estudos e licenciamento, proteção pelas barreiras de segurança, entre outros.

No entanto, devido ao enfoque nos riscos da atividade em diversas regiões do Brasil, a partir de 2012 foi gerada elevada incerteza, insegurança, desconfiança e resistência pela percepção pública, que induziram a moratórias unilaterais e ações promovidas pelo Ministério Público. Assim, considerando que o Brasil apresenta bacias sedimentares terrestres praticamente inexploradas, que podem confirmar a disponibilidade de reservas técnica e ambientalmente viáveis de exploração, algumas das quais vocacionadas para o gás natural, com efeitos diretos no desenvolvimento regional, é fundamental avaliar a autorização para as atividades envolvendo recursos não convencionais à luz destes fatores.

O Governo Federal por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) reconhece a relevância e importância do gás, seja pela geração de valor na economia ou pelas reservas provadas, seja pela relevância para diversos segmentos industriais, pela possibilidade de desenvolvimento de projetos estruturantes ou âncoras de importância local e regional, seja pela visão de que o gás é um combustível de transição para as energias renováveis ou ainda pela percepção da relevância deste recurso para a segurança energética nacional, tal como verifica-se pelos diversos Programas e Iniciativas lançadas nos últimos anos tais como a iniciativa Gás para Crescer, o Programa Novo Mercado do Gás e o Programa REATE.

Segundo a EPE (2020),⁵¹ no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMIMP), por iniciativa do MME e MMA, foi identificado que o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2019)⁵² havia indicado preliminarmente áreas com possibilidades de existência de plays exploratórios com características de recursos não convencionais de petróleo e gás natural, nas bacias brasileiras, reconhe-

⁵¹ EPE, Op. cit., p 111

⁵² EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019*, 2019.

cidas internacionalmente. Em relação ao gás natural, estas áreas foram segmentadas em unidades produtivas para as seguintes categorias: gás em formações fechadas (*tight gas formations*); gás de folhelho (*shale gas*); e hidrato de metano (*gas hydrates*). Já aconteceram descobertas de gás natural não convencional na Bacia de São Francisco (atualmente as atividades exploratórias estão suspensas por questões ambientais) e há expectativas geológicas em várias outras bacias (por exemplo, Parnaíba e Recôncavo).

Tais aspectos estão alinhados às considerações de que o gás natural não convencional também pode incentivar a interiorização da infraestrutura de gasodutos de transporte, uma vez a produção em grande parte poderá ocorrer nas Bacias do São Francisco/MG e do Parnaíba/MA. (EPE, 2018, p. 15).⁵³

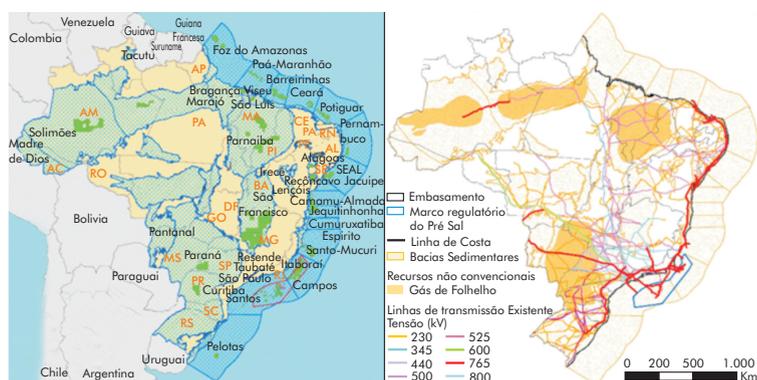


Figura 16 Mapa das Bacias Sedimentares Brasileiras (esq.) e sobreposição da localização dos gasodutos de transporte e linhas de transmissão de energia elétrica com as áreas potenciais de ocorrência de gás de folhelho

Fonte: Elaboração própria (esq.) e EPE (2019, dir.)

As Bacias Sedimentares Brasileiras e os blocos contratados em 2014 são mostrados na Figura 16, na qual se observa que muitas Bacias praticamente não possuem atividade exploratória, devido à inexistência ou

⁵³ EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo*, Estudos de Longo Prazo, Rio de Janeiro, 2018.

irrisória quantidade de blocos e áreas contratados. Ao comparar estas áreas com a rede existente de gasodutos de transporte no Brasil e com as Linhas de Transmissão de energia elétrica observa-se atrativa junção, pois embora algumas destas áreas com potencial de *shale gas* no Brasil estejam distantes dos gasodutos de transporte, estão próximas a linhas de transmissão, o que viabilizaria a solução de geração termelétrica próxima a boca do poço.

Em complemento, os mapas do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2019) apontam em algumas destas áreas expectativas de fluidos de petróleo e gás, propensão ao gás de folhelho ou em formações fechadas, importância petrolífera das áreas tanto pela evidência direta da presença de hidrocarbonetos e necessidade de conhecimento, quanto pela indisponibilidade de gasodutos de transporte atualmente (Figura 17).

O cruzamento das áreas das Bacias Sedimentares com os gasodutos de transporte existentes e as áreas prováveis com evidências de gás de folhelho evidenciam a ausência de infraestrutura, que configura uma excelente oportunidade de interiorização da malha de gasodutos a partir da exploração de recursos não convencionais estimulando concomitantemente o conhecimento geológico de bacias terrestres, o desenvolvimento regional, o mercado de gás e a interligação de infraestruturas, que constituem objetivos do Governo Federal.

Este desenvolvimento, a partir do gás convencional em terra ocorreu na Bacia do Parnaíba – na porção localizada no Estado do Maranhão – com modelo então pioneiro no país com a empresa Eneva implantando termelétrica praticamente “na boca do poço” para aproveitar o gás e gerar energia elétrica, dado que na ocasião das descobertas pela então OGX a escassez de mercado para o gás natural e a ausência de gasodutos de distribuição para conectar municípios e atender usuários locais inviabilizaram aplicações distintas da geração termelétrica.

Particularmente para o Estado de São Paulo, maior consumidor de gás natural do país, o desenvolvimento de novas fontes de oferta permitiria gerar concorrência à Petrobras que detém mais de 95% da produção de gás do Brasil, é a proprietária de três dos cinco terminais de gás natural liquefeito (GNL) existentes no país e na prática ainda é a única empresa importadora de gás natural da Bolívia.

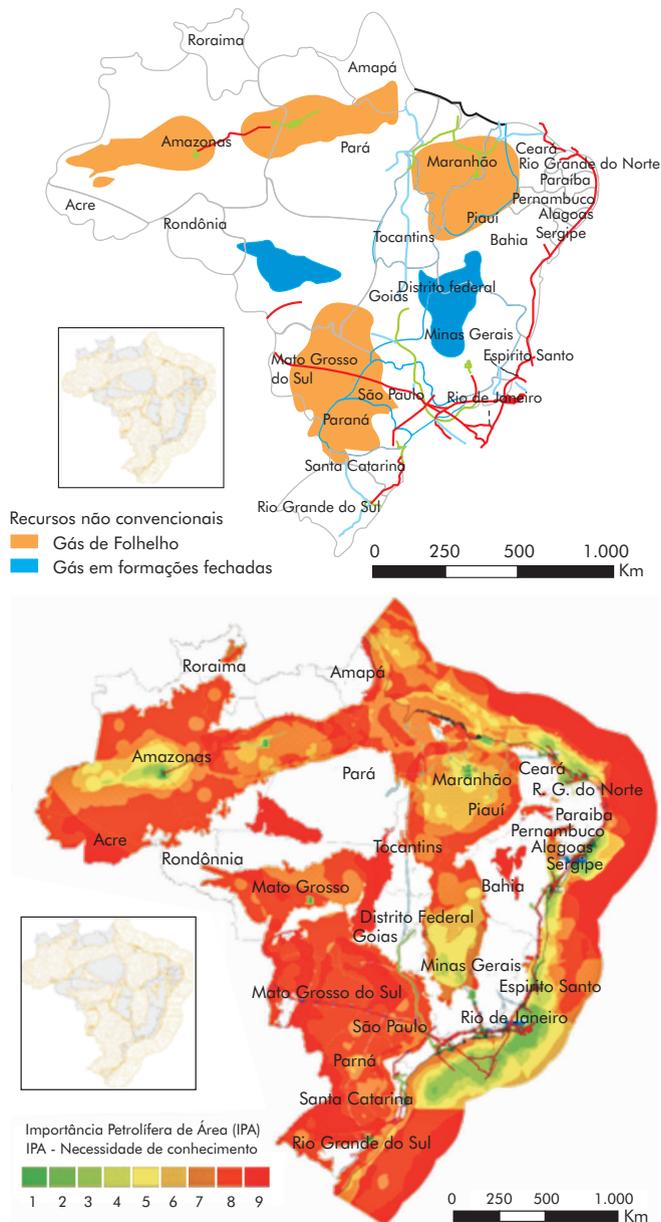


Figura 17 Mapas das ocorrências potenciais de recursos não convencionais (por tipo) e da importância petrolífera de áreas segundo a EPE

Fonte: Adaptado de EPE (2019)

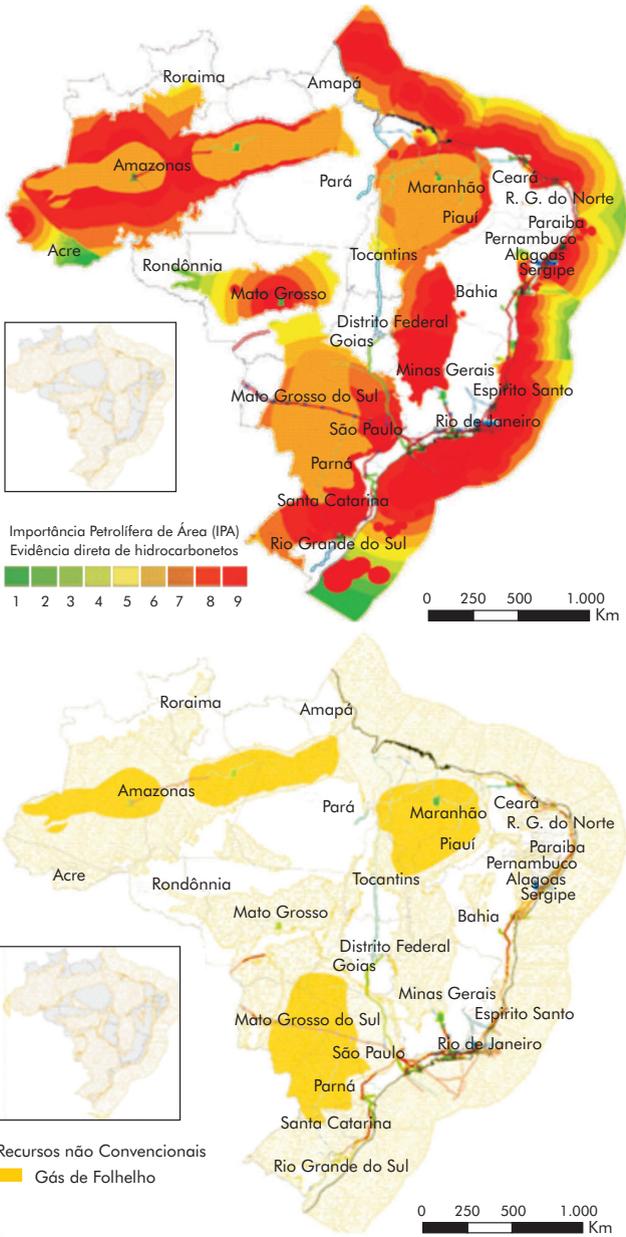


Figura 17 Mapas das ocorrências potenciais de recursos não convencionais (por tipo) e da importância petrolífera de áreas segundo a EPE

Fonte: Adaptado de EPE (2019)

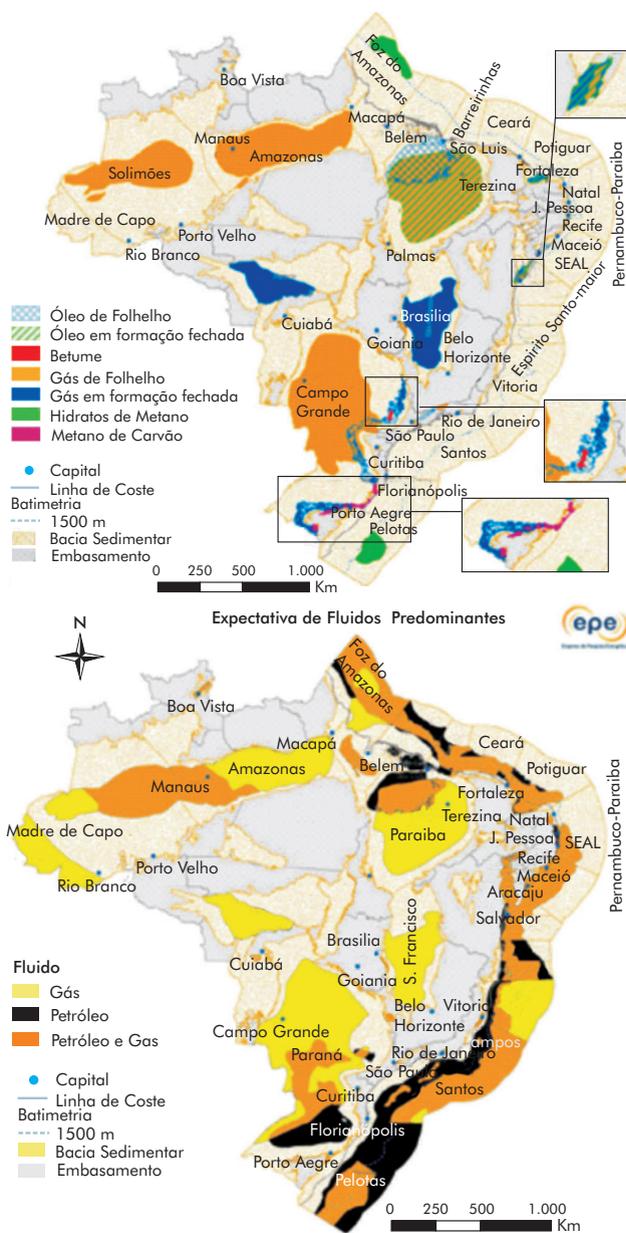


Figura 17 Mapas das ocorrências potenciais de recursos não convencionais (por tipo) e da importância petrolífera de áreas segundo a EPE

Fonte: Adaptado de EPE (2019)

Em função da elevada concentração da Petrobras em diversos elos da cadeia de gás natural o mercado de gás em São Paulo e no Brasil praticamente permaneceu estagnado desde 2013, quando ocorreu a 12ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios em Bacias Terrestres e foram arrematadas 5 áreas⁵⁴ na região noroeste do Estado de São Paulo, na Bacia do Paraná.

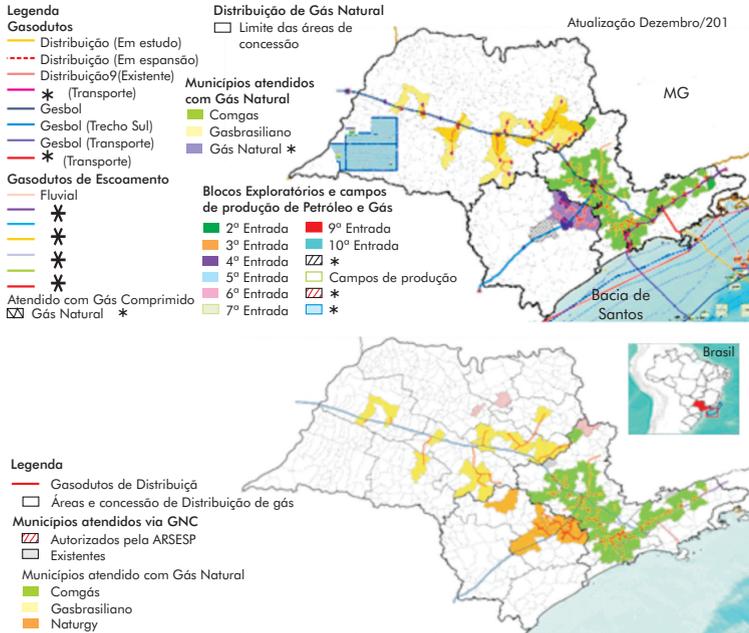


Figura 18 Mapas do Estado de São Paulo com os 5 blocos arrematados na região do Ponta do Paranapanema em 2013 (esq., em azul) e rede de gasodutos e municípios atendidos no Estado de São Paulo em 2019 (dir.)

Fonte: Elaboração própria

O número de municípios atendidos por gás canalizado no Estado evidencia esta realidade, mesmo com forte incremento da oferta de gás convencional proveniente do pré-sal da Bacia de Santos.

⁵⁴ Destas 5 áreas, 3 foram arrematadas pela Petra Energia e 2 pela Petrobras. A Rodada foi cancelada.

Verifica-se que mesmo no Estado de São Paulo, que responde por mais de 40% do consumo industrial de gás do Brasil e representa cerca de 30% do consumo de gás do país, menos de um terço dos 645 municípios são atendidos por gasodutos, mesmo passados mais de 20 anos das concessões destes serviços à iniciativa privada. Observa-se ainda que inúmeras regiões do interior, tanto do Estado de São Paulo quanto do país, por estarem distantes da rede principal não serão conectadas com gasodutos por razões de inviabilidade econômica. Assim, estas regiões dependem essencialmente de alternativas como a exploração de recursos em terra para atrair o interesse de consumidores e viabilizar o atendimento de novos mercados, possibilitando a interiorização dos gasodutos, enquanto política de desenvolvimento, em alinhamento ao efetivo desenvolvimento e abertura do mercado de gás objetivada pelo Governo Federal.

Um dos fatores de consenso que obstou o desenvolvimento do mercado de gás natural foi a hegemonia da Petrobras e o foco da exploração em recursos convencionais, que embora bastante relevantes não foram suficientes para provocar uma queda de preços como ocorreu com o preço do Henry Hub nos Estados Unidos, que atingiu um patamar médio de US\$ 2,5/MMBtu, enquanto os preços médios no Sudeste do Brasil em raros momentos atingiram patamar inferior a US\$ 5,5/MMBtu.

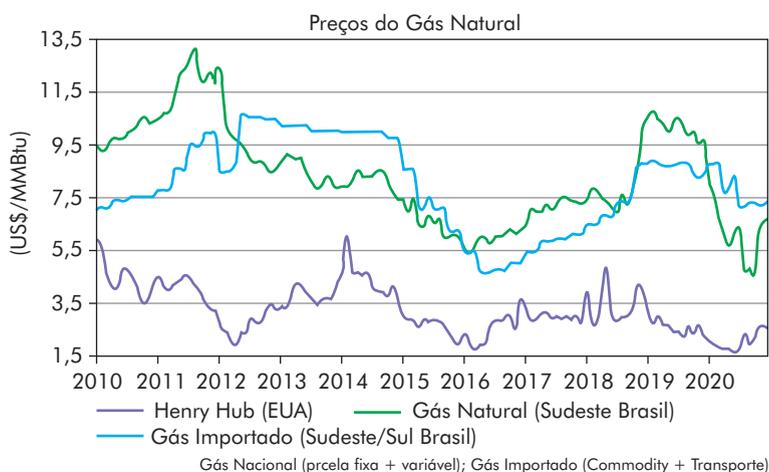


Figura 19 Comparativo dos preços do Henry Hub (ref. EUA) e na região Sudeste do Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Ministério de Minas e Energia (MME).

Há ainda outro fator complementar: diversas regiões do Brasil dispõem de vocações energéticas distintas que permitiram arranjos locais/regionais como o biogás e o biometano oriundo da biodigestão da vinhaça da cana de açúcar, de lodo de tratamento de esgoto ou de dejetos animais, o que promoveria a expansão da rede e fomentaria o desenvolvimento de soluções locais visando o aproveitamento dos recursos energéticos.

Além disso, é esperado que a exploração de recursos não convencionais no Brasil atraia outras empresas internacionais que detêm expertise na exploração de campos terrestres, diversificando a indústria de exploração e produção, o que além de diversificar os concessionários, reduz a dependência das Rodadas e concessão de áreas à capacidade financeira e estratégias empresariais de uma única empresa, tal como ocorreu com a Petrobras nos Leilões de Partilha da Produção.

Por fim, é salutar destacar que o incremento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás no país requer a gestão das interferências ambientais negativas (impactos regionais potenciais sobre a biodiversidade aquática e reais sobre a paisagem e recursos hídricos) e positivas (especialmente geração de royalties, recolhimento de impostos, desenvolvimento regional e geração de empregos), de modo a garantir o desenvolvimento responsável do setor e daqueles que dele dependem.

6 RECOMENDAÇÕES E CONCLUSÕES

De acordo com a EPE (2020),⁵⁵ as Bacias Sedimentares terrestres brasileiras são de grandes dimensões, algumas delas maduras, mas a maioria ainda é classificada como fronteira exploratória devido ao pouco conhecimento geológico acumulado e, por isso, ainda carecem de estudos geológicos aprofundados, que estimulem as atividades de E&P e consequentemente aumentem o conhecimento sobre os recursos potenciais, inclusive para não convencionais. Enquanto a principal vantagem da promoção das atividades de E&P direcionadas para esses recursos está no desenvolvimento regionalizado no interior do País, o desafio no Brasil é ampliar o

⁵⁵ EPE, *Op. cit.*, p. 111

conhecimento sobre as possíveis interferências socioambientais e reduzir a incerteza geológica sobre estes recursos nas bacias brasileiras.

Recomenda-se assim:

- Promover o conhecimento sobre recursos não convencionais no Brasil, tal como proposto pelo Projeto Poço Transparente, contemplando a perfuração de ao menos um poço piloto em área de alta expectativa para recurso não convencional, com utilização de fraturamento hidráulico, mediante monitoramento adequado e integrado das fases envolvidas na operação de prospecção desses recursos envolvendo, necessariamente, o acompanhamento pelos agentes envolvidos no projeto, especialmente dos órgãos ambientais, Ministério Público, e representantes dos Poderes Legislativo e Judiciário, além da academia;
- Aperfeiçoar a Resolução ANP nº 21/2014 para esclarecer aspectos e ampliar sua eficácia, dentre os quais: 1. revisão da definição de fraturamento hidráulico; 2. inclusão da obrigação das operadoras fornecerem informações sobre (i) a disponibilidade e capacidade dos recursos hídricos existentes; (ii) as quantidades, qualidade e gestão das águas residuais; e (iii) o monitoramento de qualquer sismicidade induzida; 3. garantia das distâncias de separação entre poços e aquíferos, com base nas melhores práticas internacionais; 4. exigência de revestimento de superfície e cimentação da extensão para profundidade especificada abaixo de qualquer aquífero utilizado para consumo doméstico / abastecimento público de água; 5. adoção de sistema de semáforo para o controle de fraturamento hidráulico e qualquer sismicidade induzida; 6. exigência de detalhes e obrigações do operador sobre o monitoramento do descomissionamento do poço e abandono;
- Ampliar o conhecimento científico e acadêmico sobre as consequências do processo de fraturamento hidráulico e dos riscos potenciais de longo prazo na reabilitação do local após o término destas e para as populações locais, incluindo eventuais benefícios potenciais;
- Estabelecer sistemas para divulgação de todas as informações relativas ao fraturamento hidráulico, bem como disponibilização em tempo real às autoridades das principais variáveis envolvidas

na exploração de *shale gas*, especialmente das licenças e autorizações, da qualidade da água e do ar, disposição das águas residuais, volumes de água utilizados, aditivos químicos empregados nos fluidos, incidentes associados e nível sísmico;

- Desenvolver e aprovar junto com a indústria elevados padrões tecnológicos a serem implementados, bem como avaliar métodos de exploração alternativos inovadores, que minimizem ou evitem riscos aos corpos hídricos ou aquíferos.

Conclui-se que a suspensão da exploração de recursos não convencionais por meio de utilização do fraturamento hidráulico no Brasil deve-se, principalmente, pelo desconhecimento dos riscos associados, das medidas possíveis e existentes de mitigação e em razão do Princípio da Precaução. É essencial o nivelamento de informações entre os Poderes Legislativo e Judiciário, Órgãos de Licenciamento, Regulação e Fiscalização – IBAMA e ANP – com a Academia e indústria envolvida com estas atividades, a fim de orientar a tomada de decisão e as políticas públicas, devidamente fundamentada por parâmetros e dados técnicos.

Por fim, é recomendada a autorização para perfuração de teste piloto em região com menores riscos para avaliar a produtividade e eficácia das medidas de mitigação de risco existentes, além de permitir a implementação do Projeto Poço Transparente.

REFERÊNCIAS

AEA. *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*, 2012.

Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure UK Limited. *Shale Gas Study – Final Report*, 2015.

BRASIL. *Conselho Nacional do Meio Ambiente* – Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/>. Acesso em 1 jul. 2021.

BRASIL. *Constituição Federal Brasileira de 1988*.

BRASIL. *Lei Complementar nº 140/2011*. Fixa normas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora.

BRASIL. *Decreto nº 4.925, de 19 de dezembro de 2003*. Institui o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural - PROMINP, e dá outras providências.

BRASIL. *Decreto nº 10.087, de 5 de novembro de 2019*. Declara a revogação, para os fins do disposto no art. 16 da Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998, de decretos normativos.

BRASIL. *Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015*. Regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União.

BRASIL. *Portaria MMA nº 422/2011*. Dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

BRASIL. *Lei Federal nº 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Celasun et al. *The US Manufacturing Recovery: Uptick or Renaissance?*, IMF Working Paper 14/28, 2014.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy. *Guidance on fracking: developing shale gas in the UK*, 2019. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>. Acesso em: 05 jun. 2021

EIA – Energy Information Administration. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, 2013. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf. Acesso em: 15 abr. 2021.

EPA – United States Environmental Protection Agency. *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States*. Washington, DC. 2016

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo*, Estudos de Longo Prazo, Rio de Janeiro, 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050*, 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019*, 2019.

FGV Energia. *Recursos Não Convencionais*, Cadernos FGV Energia, 2021.

Fullenbaum et al. *The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*. IHS Global Insight. Washington DC. 2011

Huntington, H. *Changing the Game? Emissions and Market Implications of New Natural Gas Supplies*, Energy Modeling Forum Report 26, Stanford University, 2013. Disponível em: <https://www.stanford.edu/> . Acesso em: 21 abr. 2021.

IEA – International Energy Agency. *Energy Policies of IEA Countries – United States Energy Review 2019*, 2019.

KPMG. *Shale Gas – A Global Perspective*, 2011.

Mathieu *et al.* *Economic analysis of the US unconventional oil and gas revolution*, 2014 - <https://voxeu.org/article/limited-economic-impact-us-shale-gas-boom>. Acesso em: 26 mar. 2021.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2021> . Acesso em: 07 maio 2021.

MILIEU LTD. *Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected Member States - FINAL REPORT*, 2013.

OILFIED REVIEW. *Shale Gas: A Global Resource*. 2011

RICHARDSON *et al.* *The State of State Shale Gas Regulation*. Washington. 2013

THE ECONOMIST. *Frack to the future*. 2021.

The Shale Gas and Tight Oil Boom. Disponível em: <https://www.cfr.org/report/shale-gas-and-tight-oil-boom> . Acesso em: 12 jul. 2021.

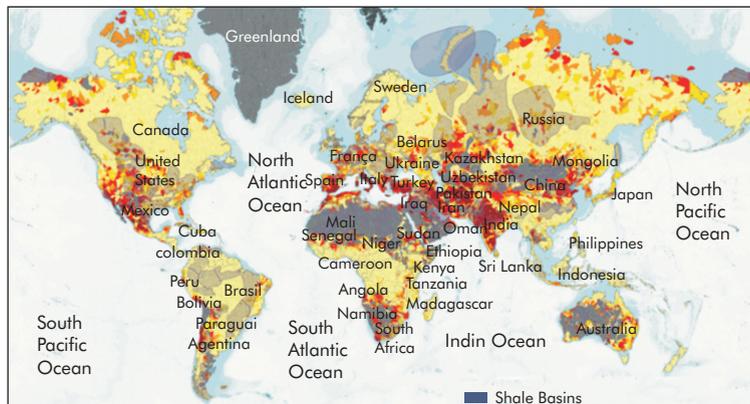
U.S. EPA - U.S. Environmental Protection Agency. *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report)*, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F, 2016. Acesso em: 05 mar. 2021.

FracFocus. *What Chemicals Are Used*. Disponível em: <https://fracfocus.org/explore/chemicals> . Acesso em: 01 fev. 2021.

ANEXOS



Figura 20 Bacias de shale no mundo



1960 to 2014 Baseline Water stress

- Low
- Low to medium
- Medium to high
- High
- Extremely high
- Arid and low water use
- Data

Figura 21 Sobreposição das áreas de estresse hídrico e bacias de shale no mundo

4

COMO A NORMALIZAÇÃO PODE APOIAR O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DO GÁS NÃO CONVENCIONAL – LACUNAS E OPORTUNIDADES

Alberto José Fossa

INTRODUÇÃO

O tratamento dos aspectos críticos na exploração e produção de gás não convencional é considerado essencial para refletir a necessidade crescente de demonstrar bons padrões de segurança, meio ambiente e gestão de ativos associados a este tipo de operação.

Após o anúncio de qualquer oportunidade de exploração e produção de gás de folhelho em um determinado local, em qualquer lugar do mundo, se inicia um debate acalorado sobre a criticidade das operações e as condições para garantir a confiança na indústria. “Sempre há a dúvida se um país precisa ou não de gás de folhelho como parte de sua política de segurança energética”, disse Steve Gilbert, vice-presidente da LR Senergy, uma empresa do Lloyd’s Register – um fornecedor líder de integridade e conformidade e serviços especializados de consultoria de risco para a indústria de energia.

O futuro do gás e do petróleo não convencionais precisa ser visto em termos de um quadro geral. O mundo enfrenta grandes desafios de segurança energética, pobreza energética e aquecimento global. O Brasil não está sozinho nisso e não há uma resposta única para enfrentar tais questões. A energia não convencional pode ter um papel a desempenhar, mas a questão que se coloca em primeiro lugar é se as implicações de segurança associadas aos riscos operacionais para cada instalação individual são aceitáveis. Esta é uma questão tanto sociopolítica quanto técnica. Na análise sobre a exploração e desenvolvimento de novas fontes de energia, as expectativas dos operadores variam. Para muitos deles, a conformidade com os padrões internacionais ainda é frequentemente opcional; e, na maior parte, a legislação permanece prescritiva. Mas isso está mudando conforme as operadoras locais de energia procuram se tornar competitivos nos mercados globais.

O Lloyd’s Register¹ reforçou a necessidade das partes interessadas envolvidas na extração de gás não convencional demonstrarem padrões adequados de segurança, meio ambiente e gestão de ativos. “O público está

¹ “United Kingdom : Shale needs to demonstrate good standards of safety and asset management.” Mena Report, 26 May 2016. Gale Academic OneFile. Disponível em: <https://www.lr.org/en-gb/latest-news/shale-needs-to-demonstrate-good-standards-of-safety-and-asset-management/>. Acesso em 18 abr. 2021.

naturalmente preocupado, mas se os operadores entenderem isso de forma adequada desde o princípio”, diz Gilbert, “a percepção do público pode significar que o gás não convencional tem um lugar na matriz energética à medida que os requisitos de segurança energética se tornam mais importantes”.

Entende-se que se houver decisão de um país desenvolver a exploração e produção de gás de folhelho para compor a sua matriz energética, é importante estabelecer as bases regulatórias e normativas para que esse tipo de operação possa ocorrer sob condições controladas. Obviamente isto também se aplica ao caso do Brasil.

Países que possuem uma estrutura regulatória já desenvolvida no âmbito da exploração de petróleo e gás podem considerar esse aprendizado como ponto de partida para tratamento da exploração não convencional. A base de pesquisa deste trabalho considerou exemplos no Reino Unido, na Europa e nos Estados Unidos, observando-se o nível de sofisticação de seus regimes regulatórios, e os impactos desses fundamentos pré-existentes nas decisões tomadas sobre a exploração de gás de folhelho de maneira segura e responsável. A base regulatória e normativa tem a responsabilidade de ajudar a garantir que todos os movimentos realizados para a produção de novas fontes de energia possuam as regras, o suporte técnico e as orientações necessárias para realizar tais operações com segurança, responsabilidade e eficiência.

Uma nova abordagem de gestão de risco global está em desenvolvimento para ajudar as operadoras em qualquer lugar do mundo a se conformarem com o que é considerado a melhor prática da indústria. A disponibilidade de iniciativas em diversas partes do mundo, como no caso do Reino Unido, da Europa e dos Estados Unidos, contribui para desenvolver uma estrutura de garantia, verificação e exame a partir da colaboração com as partes interessadas da indústria, bem como uma revisão das práticas e diretrizes já existentes em cada país. Embora recomendações e diretrizes estejam disponíveis para a indústria, uma estrutura de avaliação global de gerenciamento de risco completa em cada estágio do ciclo de vida ainda não existe de forma plena no caso de petróleo e gás não convencionais.

As experiências sobre gestão de risco aplicáveis a empresas que operam na exploração e produção de folhelho e gás não convencional, e os arcabouços regulatórios em desenvolvimento ao redor do mundo, tem permitido que se avance no debate sobre as oportunidades energéticas em

diversos países. Muitos países documentaram grandes recursos de hidrocarbonetos não convencionais, notavelmente gás de folhelho, mas também óleo de folhelho e gás de carvão, e esses volumes podem desempenhar um papel significativo no futuro fornecimento de energia, de modo que a gestão e regulação da extração de gás de folhelho e óleo é uma preocupação primária para os operadores e a comunidade em geral.

Há consenso de que a regulamentação adequada deva ser estabelecida de forma a garantir um padrão reconhecido mundialmente para extração e fornecimento de gás de folhelho seguro e sustentável. A discussão em torno de gás não convencional precisa ser ampla e baseada em fatos e dados concretos, de forma a tranquilizar a comunidade em geral e permitir que os operadores possam realizar as atividades dentro de limites seguros para o ambiente e sociedade.

Este projeto de pesquisa explora preliminarmente as dimensões regulatórias e normativas que podem ser úteis para que tal cenário se concretize no âmbito da exploração e produção de gás de folhelho no Brasil.

1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

O desenvolvimento da normalização internacional, bem como a regulação ambiental de países, são abordagens prioritárias para promover ações relacionadas com a produção limpa e sustentável e potencialmente associada aos temas de produção não convencional de petróleo e gás, porque tira partido do crescente conhecimento e experiência internacional nestas áreas do conhecimento, além de reconhecer que tecnologias, produtos, processos, bem como projetos associados, podem cruzar fronteiras e países de forma confiável, por meio da padronização de conceitos, metodologias e tecnologias utilizadas, auxiliando os países a avançar no cumprimento de seus compromissos climáticos e acordos internacionais estabelecidos.

Este projeto de pesquisa busca, como objetivo principal, desenvolver uma análise preliminar da normalização internacional e regulamentação técnica aplicável ao tema central de produção não convencional de petróleo e gás, principalmente junto aos principais fóruns que tratam desses temas, analisando o desenvolvimento de Comitês Técnicos (TCs) de normalização internacional, buscando capturar o conhecimento e experiência na área de normalização e regulação de processos e tecnologias associadas.

O projeto apresenta carácter inovador, atuando em escala internacional, bem como evidencia potenciais macro conquistas que se tornam possíveis através da investigação, como o aumento do conhecimento sobre produtos, processos, tecnologias e projetos, no domínio destes temas ligados à produção limpa de sustentável, redução de gases de efeito estufa, bem como a análise de planeamento e gestão ambiental, análise de risco, quantificação, monitoramento e verificação vinculada.

Também se destina a encorajar pesquisas e regulamentação e padronização específicas no campo da produção não convencional de petróleo e gás natural e questões relacionadas que não são explicitamente mencionadas no escopo dos TCs atualmente existentes.

O objetivo geral é construir um mapa das principais oportunidades normativas e regulatórias aplicáveis à produção não convencional de petróleo e gás.

1.1 Motivação sobre ambiente normativo e regulatório

Com o aumento da industrialização e da globalização, normas e regulamentos têm sido entendidos por economistas e formuladores de políticas como uma importante infraestrutura pública de apoio à competitividade industrial e ao desenvolvimento econômico, maximizando a eficiência no comércio e nos mercados^{2 3 4}. Durante as últimas décadas do século XX, o crescimento de avanços na tecnologia promoveu um aumento da consciência quanto a importância dos padrões e sua gestão estratégica para inovação tecnológica.^{5,6}

² DAVID, P.A. Some new standards for the economics of standardization in the information age. In: DASGUPTA, P.; STONEMAN, P. (Eds.). *Economic Policy and Technological Performance*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, p. 206-239, 1987.

³ OTA, 1992. *Global Standards: Building Blocks for the Future*, Washington, DC. Disponível em: <http://documents.irevues.inist.fr/handle/2042/28480>. Acess em 5 abr. 2021.

⁴ HAWKINS, R.; MANSELL, R.; SKEA, R. *Standards, Innovation and Competitiveness*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing, 1995.

⁵ BRANSCOMB, L. M.; KAHIN, B. Standards Processes and Objectives for the National Information Infrastructure. *Standards Policy for Information Infrastructure*. Cambridge, MA: The MIT Press, pp. 3-31, 1995.

⁶ BLUMENTHAL, M.; CLARK, D. Excerpts from *Realizing the Information Future: The Internet and Beyond*. In: Kahin, B.; ABBATE, J. (Eds.). *Standards Policy for Information Infrastructure*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, p. 430-439, 1995.

Mais recentemente, com a prevalência de perspectivas sistemáticas sobre inovação tecnológica, as normas e regulamentos são cada vez mais reconhecidos por vários acadêmicos e profissionais como instituições importantes que sustentam a inovação, disseminando novas ideias e transferindo conhecimentos úteis.^{7,8,9} Como resultado, uma série de estudos de diferentes tradições teóricas – incluindo sistemas tecnológicos,¹⁰ economia,¹¹ gestão,¹² sociologia¹³ e práticas de normalização¹⁴ – foram recentemente realizadas, explorando diversos papéis da normalização e regulamentação no apoio a uma variedade de atividades de inovação. Eles incluem: definir e estabelecer bases comuns sobre as quais novas tecnologias podem ser desenvolvidas; codificação e difusão de tecnologias de ponta e melhores práticas; e permitindo a adequação entre produtos e sistemas.¹⁵ Reconhecendo esses papéis críticos de normas e regulamentações no apoio ao estabelecimento de novas práticas opera-

⁷ VAN DE VEN, A. H. A community perspective on the emergence of innovations. *Journal of Engineering and Technology Management*, v. 10, n. 1-2, p.23-51, 1993.

⁸ CIE, 2006. Standards and the economy, Sydney. Disponível em: https://www.pc.gov.au/inquiries/completed/standards/submissions/standards_australia_cie/subdr133.pdf. Acesso em 23 abr. 2021.

⁹ European Commission, 2011. A strategic vision for European standards: Moving forward to enhance and accelerate the sustainable growth of the European economy by 2020, Brussels. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0311:FIN:EN:PDF>. Acesso em 24 mai. 2021.

¹⁰ ALLEN, R. H.; SRIRAM, R. D. The Role of Standards in Innovation. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 64, n. 2-3, p.171-181, 2000.

¹¹ BLIND, K.; GAUCH, S. Research and standardisation in nanotechnology: evidence from Germany. *The Journal of Technology Transfer*, v. 34, n. 3, p. 320-342, 2009.

¹² TUSHMAN, M. L.; ROSENKOPF, L. Organizational determinants of technological change: toward a sociology of technological evolution. *Research in organizational behavior*, v. 14, p. 311-347, 1992.

¹³ HANSETH, O.; MONTEIRO, E.; HATLING, M. Developing information infrastructure: The tension between standardization and flexibility. *Science, Technology & Human Values*, v. 21, n. 4, p.407-426, 1996.

¹⁴ HATTO, P. *Standards and Standardisation: A practical guide for researchers*, Luxembourg. 2013. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/db289e47-140b-11eb-b57e-01aa75ed71a1>. Acesso em: 27 mar. 2021.

¹⁵ TASSEY, G. Standardization in technology-based markets. *Research Policy*, v. 29, n. 4, p.587-602, 2000.

cionais em diversas áreas do conhecimento, muitos países adotam cada vez mais iniciativas de políticas para normalização e regulamentação de forma oportuna e eficaz para garantir a competitividade nacional e promover seus sistemas de inovação.¹⁶

Essa compreensão do papel de suporte da normalização e regulamentação no desenvolvimento de novas fronteiras tecnológicas contrasta com uma percepção ainda comum de que as normas limitam intrinsecamente as opções tecnológicas, potencialmente inibindo a criatividade e a mudança associada à inovação.¹⁷ Vários artigos na literatura acadêmica e prática discutem o impacto restritivo de normas e regulamentos inadequados e inoportunos sobre desenvolvimento tecnológico, aumentando a irreversibilidade e diminuindo a flexibilidade interpretativa das tecnologias.¹⁸ Por exemplo, as normas de saúde e segurança para a proteção do consumidor podem levar as empresas a se concentrarem em menos opções tecnológicas que, por sua vez, resultam em atividades de inovação reduzidas.¹⁹

Devido a este duplo impacto da normalização e regulamentação, tanto apoiando quanto inibindo o desenvolvimento de novas tecnologias, a gestão estratégica para o estabelecimento e implementação de normas e regulamentos apropriados, em tempo hábil, é crítica na política de inovação, particularmente nos desafios inerentes às fronteiras de conhecimento e operações sensíveis, como é o caso da exploração e produção de gás não convencional. Muitas Organizações de Desenvolvimento de Normas (Standard Development Organizations – SDOs) e legisladores em todo o mundo, portanto, reconhecem as necessidades de análises sistemáticas e

¹⁶ BIDDLE, B. *et al.* The Expanding Role and Importance of Standards in the Information and Communications Technology Industry. *Jurimetrics*, v. 52, p. 177-208, 2012.

¹⁷ BRADY, R. A. *The Rationalization Movement in German Industry: A Study in the Evolution of Economic Planning*. Berkeley, CA: University of California Press, 1933.

¹⁸ HANSETH, O.; MONTEIRO, E.; HATLING, M. Developing information infrastructure: The tension between standardization and flexibility. *Science, Technology & Human Values*, v. 21, n. 4, p.407-426, 1996.

¹⁹ BERR, 2008. Regulation and innovation: evidence and policy implications, London. Disponível em: <https://www.yumpu.com/en/document/view/5453669/regulation-and-innovation-evidence-and-policy-implications-pdf>. Acesso em: 20 abr. 2021.

orientadas para o futuro para antecipar as necessidades de normalização e desenvolver estratégias relevantes, a fim de melhor apoiar as tecnologias emergentes e suportar novas práticas em diversos segmentos.^{20,21} Apesar de tal conscientização crescente na prática, apenas alguns estudos²² têm tratado esta questão em um nível de política pública, como a literatura existente sobre normalização e regulamentação estratégica geralmente explorou a partir de perspectivas de negócios e gestão.²³ Além disso, vários estudiosos que adotam diferentes perspectivas disciplinares discutem apenas certos aspectos ou características da normalização a partir de suas visões limitadas, em vez de adotar uma perspectiva de sistemas.²⁴ Há, portanto, conhecimento e compreensão limitados sobre o planejamento estratégico e a gestão da normalização como suporte à novas operações e aos desafios tecnológicos recentes em diversos segmentos de mercado.

Essa abordagem limitada provavelmente se deve à natureza complexa e incerta que envolve o desenvolvimento de novas tecnologias, bem como à dinâmica complexa envolvida no desenvolvimento da normalização e regulamentação. Existem vários níveis de detalhes técnicos associados às normas, vários papéis que desempenham no desenvolvimento tecnológica e uma variedade de partes interessadas envolvidas com diferentes interesses; todos estes não apenas interagem entre si, mas também evoluem ao longo do tempo conforme o progresso da ciência e práticas, complicando

²⁰ European Commission, 2011. A strategic vision for European standards: Moving forward to enhance and accelerate the sustainable growth of the European economy by 2020, Brussels. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0311:FIN:EN:PDF>. Acesso em 24 mai. 2021.

²¹ NISTC, 2011. Federal Engagement in Standards Activities to Address National Priorities: Background and Proposed Policy Recommendations, Disponível em: https://www.nist.gov/system/files/documents/standardsgov/Federal_Engagement_in_Standards_Activities_October12_final.pdf. Acessado em 22 abr. 2021.

²² GOLUCHOWICZ, K.; BLIND, K. Identification of future fields of standardisation: An explorative application of the Delphi methodology. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 78, n. 9, p. 1526-1541, 2011.

²³ SHAPIRO, C.; VARIAN, H. R. Art of Standard Wars. *California Management Review*, v. 41, n. 2, p. 8-32, 1999.

²⁴ NARAYANAN, V. K.; CHEN, T. Research on technology standards: Accomplishment and challenges. *Research Policy*, v. 41, n. 8, p. 1375-1406, 2012.

ainda mais essa dinâmica.²⁵ Portanto, é extremamente desafiador entender as interações complexas entre essas várias dimensões da normalização (ou seja, amplas categorias de elementos e fatores que caracterizam a dinâmica da normalização e sua aplicação no desenvolvimento de novas tecnologias) e outros aspectos da inovação, que são informações críticas para previsão e desenvolvimento da normalização e regulamentação.

A fim de superar esses desafios, pesquisas adicionais são necessárias para avaliar os ambientes normativos e regulatórios de forma sistemática que permita capturar as várias dimensões da normalização e regulação associadas aos desafios existentes na aplicação de novas tecnologias e exploração de recursos naturais, de forma a explorar suas interações complexas e dinâmicas a partir de perspectivas mais amplas. São também necessários processos práticos, de forma a utilizar esta informação para apoiar a gestão estratégica e a previsão de estabelecimento da normalização e regulação, abordando a questão do envolvimento e coordenação dos diversos *stakeholders* envolvidos nesses processos.

Esta pesquisa foi desenvolvida com a intenção de tratar, de forma preliminar, a importância do desenvolvimento da normalização e regulamentação como suporte ao desenvolvimento de um mercado de exploração e produção de gás não convencional de forma sustentável.

1.2 Escopo e objetivos

Este trabalho enfoca os prováveis efeitos significativos e riscos associados ao meio ambiente, à saúde humana, e outros impactos à comunidade, decorrentes da extração onshore de gás de folhelho através do processo de fraturamento hidráulico. Os efeitos e riscos de outros tipos de petróleo e gás não convencionais, como metano de leito de carvão virgem, não foram considerados nesta pesquisa; embora possam se tornar importantes para futuras considerações de recursos no Brasil. O trabalho tão pouco considera os efeitos da extração e produção convencionais de petróleo e gás.

²⁵ MULLER, G. Architecting and Standardization, Kongsberg. 2016. Disponível em: <http://www.gaudisite.nl/ArchitectingAndStandardizationPaper.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2021.

O objetivo geral é construir um mapa das principais oportunidades normativas e regulatórias aplicáveis à produção não convencional de petróleo e gás.

Este trabalho, enquanto como objetivo principal busca construir um mapa das principais oportunidades normativas e regulatórias aplicáveis à exploração e produção de gás de folhelho, também desenvolve análises preliminares e paralelas a respeito de:

- Prováveis efeitos significativos e principais riscos associados ao fraturamento hidráulico como meio de extrair gás de folhelho, incluindo riscos geológicos, como sismicidades induzidas, riscos ambientais, contaminação de lençóis freáticos e riscos de mudanças climáticas, como de emissões fugitivas de metano
- Medidas para evitar, minimizar ou mitigar os efeitos prováveis para garantir que os riscos ao meio ambiente e à saúde humana possam ser gerenciados de forma eficaz
- Revisão da normalização e regulamentos, particularmente aqueles utilizados no Reino Unido, na Europa e nos Estados Unidos, para abordar os riscos ao meio ambiente e à saúde humana decorrentes do fraturamento hidráulico
- Lições que podem ser aprendidas, e oportunidades para o Brasil com relação às estruturas regulatórias e normativas associadas a gestão dos riscos associados ao fraturamento hidráulico

2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS

Esta seção apresenta as principais definições e conceitos sobre o desenvolvimento do gás não convencional. Estabelece alguns paralelos sobre o ambiente no Brasil e as oportunidades associadas à exploração e produção desse energético. Descreve a metodologia utilizada durante a realização desta pesquisa e apresenta uma breve revisão da literatura, enfocando aspectos importantes sobre as questões do gás não convencional e as preocupações com relação aos impactos ambientais e sociais. Por fim detalha a estrutura deste relatório.

2.1 Recursos e reservas de gás não convencional

O gás natural produzido a partir de folhelho é frequentemente referido como “não convencional”. A classificação “não convencional” num momento específico é uma função interativa complexa das características dos recursos, as tecnologias de exploração e produção disponíveis, o ambiente econômico atual e a escala, frequência e duração da produção do recurso.²⁶ O gás não convencional pode ser considerado gás aprisionado em formações atípicas em termos de localização e características geológicas.

O termo “gás não convencional” na verdade abrange três tipos principais de recursos: gás de folhelho, gás compacto e metano de leito de carvão (também conhecido como gás de camada de carvão). O gás de folhelho e o gás tight são rochas de reservatório com baixa permeabilidade, o que significa que os hidrocarbonetos são efetivamente presos e incapazes de fluir a taxas comerciais sem intervenção de engenharia adicional. Uma combinação de perfuração horizontal e tecnologia de estimulação de fratura é necessária para permitir a extração econômica de petróleo ou gás de folhelho e outras rochas com baixa permeabilidade. Metano de leito de carvão reflete o fato de que praticamente todos os carvões contêm algum metano como resultado da formação de carvão que, ou é absorvido em microporos do carvão, ou é disperso em espaços de poros. Quando a pressão é reduzida, o gás metano é liberado do carvão, que se difunde pela sua matriz e flui pelo sistema de fratura do leito de carvão.

A produção “convencional” de petróleo e gás natural refere-se ao petróleo bruto e gás natural que é produzido por um poço perfurado em uma formação geológica em que o reservatório e as características do fluido permitem o petróleo e o gás natural para fluir prontamente para o furo de poço.

O fraturamento hidráulico é a técnica utilizada para fraturar rochas de baixa permeabilidade que contenham hidrocarbonetos (como o folhelho) pela injeção de água em alta pressão. Pequenas partículas (geralmente areia) são bombeadas nas fraturas para mantê-las abertas quando a pressão

²⁶ US Energy Information Administration Glossary. Disponível em: <http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=u>. Acesso em 29 abr. 2021.

é liberada. Isso permite que o gás, anteriormente preso na matriz da rocha, flua para o poço. O fraturamento hidráulico de alto volume (*high-volume hydraulic fracturing – HVHF*) é definido pela União Europeia²⁷ como “injetar 1.000 m³ ou mais de água por estágio de fraturamento ou 10.000 m³ ou mais de água durante todo o processo de fraturamento em um poço”.

A Figura 1 representa um mapa de bacias com formações avaliadas de óleo e gás de folhelho, retirado do *US Energy Information Administration (US EIA)*²⁸. Como pode ser observado, a distribuição dos recursos de gás de folhelho e petróleo está espalhada por todo o mundo, com recursos substanciais em cada continente.

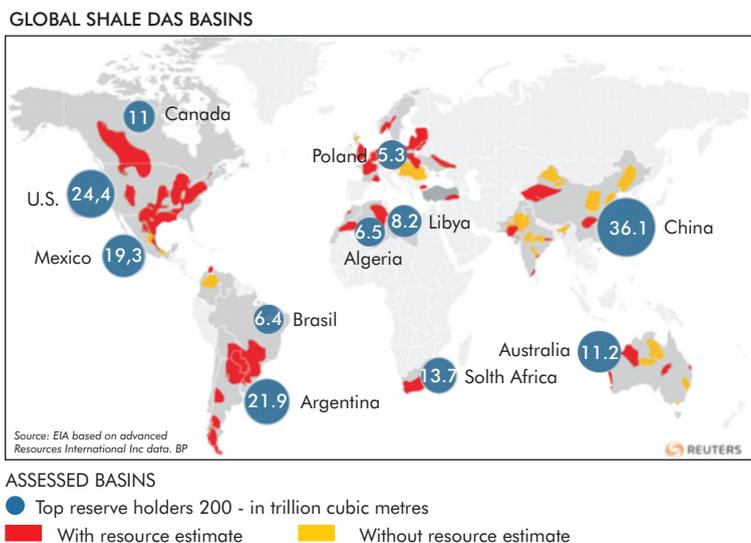


Figura 1 Distribuição de reservas de gás não convencional no mundo

²⁷ European Union (2014), Commission Recommendation of 22 January 2014 on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing (2014/70/EU). Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32014H0070>. Acesso em 29 abr. 2021.

²⁸ US Energy Information Administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>. Acesso em 29 abr. 2021.

Em 2013, com base em uma avaliação de 137 formações de folhelho em 41 países fora dos EUA, a *US EIA* estimou²⁹ os recursos de óleo e gás de folhelho tecnicamente recuperáveis para o mundo da seguinte forma:

- 345 bilhões de barris (bbls) de recursos mundiais de óleo de folhelho; e
- 7.299 trilhões de pés cúbicos (tcf) (207 trilhões de metros cúbicos (tcm)) de recursos mundiais de gás de folhelho.

Em comparação, o recurso tecnicamente recuperável global de gás convencional foi estimado em 15.256 tcf (432 tcm),³⁰ de modo que as estimativas atuais de gás de folhelho representam cerca de 32% de todos os Recursos Tecnicamente Recuperáveis (*Technically Recoverable Resources - TRRs*) de gás.

Quase 80% dos recursos mundiais de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis são encontrados em 10 países, listados na Tabela 1.

Tabela 1 Países com Reservas de Gás não convencional tecnicamente recuperáveis (*TRR*)

Item	País	Gas de folhelho (tcf)	Folhelho (tcm)
1	China	1.115	31,6
2	Argentina	802	22,7
3	Argélia	707	20,0
4	Estados Unidos	665	18,8
5	Canada	573	16,2
6	México	545	15,4
7	Australia	437	12,4
8	África do Sul	390	11,0
9	Rússia	285	8,1
10	Brasil	245	6,9
	Total Mundo	7.299	296,6

²⁹ US Energy Information Administration (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, 2013. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>. Acesso em 29 abr. 2021.

³⁰ House of Commons Energy and Climate Change Committee (2013), *The Impact of Shale Gas on Energy Markets Seventh Report of Session 2012–13*, para22, 2013

O *UK Energy Research Centre* (UKERC) conduziu uma revisão abrangente de 62 estudos que forneceram estimativas originais de recursos regionais e globais de gás de folhelho³¹ e sugeriu que os Estados Unidos mantêm em torno 10% do TRR global de gás de folhelho, enquanto a Europa detém cerca de 8%. Os recursos de gás de folhelho podem, no entanto, ser muito mais importante no nível regional. Por exemplo, o gás de folhelho pode representar 34% do TRR restante de gás natural na China, 36% no Canadá, 48% na Europa e 31% nos Estados Unidos. Para a Europa atualmente, 89% da demanda anual de gás é importada e uma estimativa sugere que o gás de folhelho pode reduzir a dependência de importação europeia em até 27% até 2035.³² Se tais estimativas forem confirmadas, o gás de folhelho representaria um alternativa significativa para importar gás de outras regiões e fornecer um grau de independência energética, segurança e autonomia.

O rápido crescimento na produção de gás de folhelho nos EUA desde 2008 ocorreu após os avanços em perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. A Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) anunciou em 2009 que o gás não convencional “mudou o jogo” na América do Norte e em outros lugares.³³ Em 2012, o gás de folhelho constituiu 35% da produção total de gás dos EUA e prevê-se que será responsável por 50% do total de gás dos EUA produção em 2040.³⁴

Experiência recente³⁵ com gás de folhelho nos EUA e em outros países sugere que a recuperação econômica pode ser significativamente influen-

³¹ Mcglade, C.; SPEIRS, J.; SORRELL, S. *A review of regional and global estimates of unconventional gas resources: A report to the Energy Security Unit of the Joint Research Centre of the European Union*. 2012

³² POYRY. *Macroeconomic effects of European Shale Gas Production*. November, 2013

³³ IEA. *World Energy Outlook 2009, Executive Summary*, 2009.

³⁴ US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2013*, 2013

³⁵ House of Lords Economic Affairs Committee (2013), 3rd Report of Session 2013–14, *The Economic Impact on UK Energy Policy of Shale Gas and Oil*; UKERC, *A review of regional and global estimates of unconventional gas resources, A report to the Energy Security Unit of the Joint Research Centre of the European commission*, September 2012; US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2013*, 2013

ciados por fatores da superfície, bem como pela geologia. Vantagens de fatores de superfície nos EUA e Canadá, que podem não se aplicar em outros locais, incluem:

- Direitos de subsuperfície de propriedades privadas que fornecem um forte incentivo para o desenvolvimento;
- Disponibilidade de muitos operadores independentes e empresas de apoio com experiência crítica, plataformas de perfuração adequadas e infraestrutura de dutos pré-existente; e
- A disponibilidade de recursos hídricos para uso no fraturamento hidráulico.

Consequentemente, até que ponto as atuais estimativas globais tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho serão realizadas e o ritmo com que serão extraídos permanece incerto; no entanto, a experiência da América do Norte sugere que o gás de folhelho pode ser um fator significativo no atendimento das futuras necessidades globais de energia.

Atualmente, não há atividade de exploração offshore relatada para gás não convencional em qualquer lugar do mundo. Os recursos de gás de folhelho offshore estão excluídos das estimativas globais. É improvável que isso mude num futuro próximo porque há uma série de obstáculos logísticos e operacionais que tornam o custo de exploração e desenvolvimento antieconômico.³⁶

2.2 Oportunidades do gás não convencional no Brasil

A exploração e produção de gás de folhelho representam uma oportunidade significativa para muitos países. Poderia ajudar na segurança energética, reduzir os custos de energia e atender à necessidade de fontes de energia de transição rumo a um futuro de baixo carbono.³⁷ Os EUA são um exemplo

³⁶ HOUSE OF COMMONS ENERGY AND CLIMATE CHANGE COMMITTEE. The Impact of Shale Gas on Energy Markets Seventh Report of Session 2012–13, para22, 2013

³⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Working Group 3, 5th Assessment Report, 2014

do grande impacto econômico que o gás de folhelho e o petróleo podem ter, e os efeitos econômicos de transformação nos EUA têm sido influente no pensamento de política energética de muitos países.^{38,39}

O Brasil foi classificado pela US EIA como um dos 10 principais países que têm sido considerados dentro daqueles que, coletivamente, possuem quase 80% de reservas estimadas de gás de folhelho tecnicamente recuperável em todo o mundo.⁴⁰ A escala do recurso é potencialmente significativa: seus depósitos de folhelho podem ultrapassar suas reservas de gás do pré-sal.⁴¹ Em conseqüência, o gás de folhelho poderia fornecer um recurso alternativo de energia para complementar as fontes atuais (que dependem de hidroeletricidade) e poderia ajudar a reduzir a dependência das importações de gás natural liquefeito (GNL).

“Descobrir o gás de folhelho e outros não convencionais seria o ideal” para o Brasil, comenta Mauricio Tolmasquim,⁴² que foi chefe da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Embora o fraturamento hidráulico tenha sido uma técnica de perfuração usada por muitos anos como parte de recuperação do petróleo e gás, bem como para exploração geotérmica, sua aplicação na exploração de gás de folhelho e óleo tem potencializado o aumento do uso de volume de água e produtos químicos. Em comum com muitas outras nações,⁴³ considerando o potencial para óleo e gás não

³⁸ HOUSE OF LORDS ECONOMIC AFFAIRS COMMITTEE. 3rd Report of Session 2013–14, The Economic Impact on UK Energy Policy of Shale Gas and Oil, 2014

³⁹ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2013, p. 115, 2013.

⁴⁰ US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013

⁴¹ PEAK OIL. Brazil Advances in the Shale Game, 23rd December 2013. Disponível em: <http://peakoil.com/production/brazil-advances-in-the-shalegame>. Acesso em 29 abr. 2021.

⁴² BLOOMBERG BUSINESS. Brazil Prepares to Surprise Drillers This Time With Gas, 8th February 2013. Disponível em: <http://www.bloomberg.com/news/2013-02-08/brazil-prepares-to-surprise-drillers-this-time-with-gas.html>. Acesso em 29 abr. 2021.

⁴³ BIOINTELLIGENCE SERVICE. Presentation of the results of the public consultation “Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe” Brussels – 7th June 2013, for the European Commission and DG Environment. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Presentation_07062013.pdf. Acesso em 29 abr. 2021.

convencionais, a proposta de desenvolvimento de gás de folhelho no Brasil também suscitou preocupações quanto aos potenciais efeitos sobre o meio ambiente. Essas preocupações abordam os seguintes fatores:

- O risco de contaminação da água por fluidos do fraturamento hidráulico, migração ou vazamento de gás e desperdício de águas de mananciais;
- Os riscos para os recursos hídricos decorrentes do uso da água necessária para o fraturamento hidráulico, particularmente em locais com escassez de água;
- Desenvolvimento intensivo (na forma de extensas redes de áreas de poços no oeste dos EUA) poderia fragmentar sistemas ecológicos sensíveis;
- Emissões de metano de poços e dutos especificamente, e aumento do consumo de combustível fóssil que, geralmente, ameaçam acelerar as mudanças climáticas;
- Eventos sísmicos induzidos decorrentes de fraturamento hidráulico que podem causar danos à propriedades e pessoas; e
- A combinação de impactos locais de desenvolvimento em ambientes estáveis.

Preocupações e oposições foram apresentadas em vários momentos. Por exemplo, em 2013 a Academia de Ciências Brasileira apelou em carta pública à presidente Dilma Rousseff para suspender o 12º leilão de licenciamento *onshore* “à luz da intenção do governo brasileiro de prosseguir com a exploração de gás de folhelho”.

Em dezembro de 2013, promotores do estado do Piauí solicitaram liminar para proibir a prática de fraturamento hidráulico e em junho de 2014, um tribunal manteve uma proibição no estado do Paraná, afetando os titulares de licenças existentes.

Atualmente, o Brasil não possui regulamentações específicas sobre exploração de gás ou petróleo de folhelho embora exista resolução da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para a gestão de riscos para a saúde humana e o meio ambiente. Por iniciativa dos Ministérios de Minas e Energia (MME) e Meio Ambiente (MMA), projeto que visa “analisar questões críticas relativas ao desenvolvimento e pro-

dução de recursos não convencionais de petróleo e gás e a definição de políticas públicas para sua exploração ambientalmente segura” foi criada no âmbito de um programa federal conhecido como PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria no Petróleo e Gás Natural). O resultado esperado é provavelmente um estudo, resumindo as questões críticas e as ações necessárias para a solução e/ou mitigação dos impactos relacionados ao uso de hidrocarbonetos não convencionais; a proposição de atos normativos e regulatórios para a promoção desse tipo de atividade; e a adoção de medidas de comunicação e esclarecimento das principais partes interessadas (Ministério Público, comunidade científica, organizações não governamentais (ONGs)) e da sociedade em geral.

Como contribuição ao estudo do PROMINP, e para apoiar o governo brasileiro no desenvolvimento de um regulamento adequado para a exploração segura de gás de folhelho com base em pesquisas internacionais, a *Amec Foster Wheeler Environment and Infrastructure UK Ltd (Amec Foster Wheeler)* foi nomeada para elaborar uma revisão de riscos ao meio ambiente e à saúde humana associadas à exploração e produção do gás de folhelho e as abordagens necessárias para gerenciar esses riscos por meio de estruturas regulatórias no Reino Unido e na Europa.

Acredita-se que o Brasil tenha um potencial considerável para a produção de gás não convencional. A avaliação da US EIA, no ano de 2013, estimava o TRR do gás de folhelho em 6,9 trilhões de metros cúbicos.⁴⁴ O potencial de gás de folhelho no Brasil existe principalmente em três bacias prospectivas: Parecis, Parnaíba e Recôncavo. Essas são três das 18 bacias sedimentares terrestres conhecidas, das quais 14 podem ter rochas geradoras de petróleo e gás. Outro recurso potencialmente significativo, a Bacia do São Francisco, existe no Estado de Minas Gerais. Consultores da Wood Mackenzie estimam que a bacia pode conter até 17 trilhões de metros cúbicos de gás;⁴⁵ entretanto, as estimativas de TRR desta bacia são incertas.

⁴⁴ US Energy Information Administration (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, 2013. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>. Acesso em 20 abr. 2021.

⁴⁵ IM. *Shale Gas Prospects in Brazil*, August 23, 2013

2.3 Metodologia utilizada

Este relatório foi baseado em abordagens qualitativas utilizadas na pesquisa e coleta de dados empíricos incluindo informações legais de alguns países, diretivas, regulamentos e normalização, particularmente envolvendo questões ambientais relacionadas à extração de gás de folhelho.

A literatura citada ao longo do relatório serviu para entender os impactos causados pelo gás de folhelho nos processos de exploração e produção, e a interface com regulamentos e normalização sobre esse tipo de impacto no meio ambiente. A identificação de regulamentos específicos e a existência de normas técnicas de referência para controle dos processos de exploração e produção também foi verificada.

Várias fontes foram analisadas incluindo livros, periódicos de pesquisa acadêmica e artigos, jornais da indústria de petróleo e gás, escritos acadêmicos entre outros. Informações sobre notícias ambientais associadas à produção de folhelho foram também pesquisadas. A literatura dos Estados Unidos que contém experiências mais detalhadas das atividades de gás de folhelho por muitos anos também foi analisada.

De forma geral, pode ser destacadas as seguintes atividades desenvolvidas na realização deste trabalho:

- 1 Coleta de informações publicamente acessíveis e pesquisas revisadas por pares utilizadas como base para identificar e avaliar os prováveis efeitos e os principais riscos ao meio ambiente e à saúde humana associados com fraturamento hidráulico para gás de folhelho. Isso incluiu:
 - Estudos da Comissão Europeia utilizados como parte de uma evolução da posição política e regulatória para se gerenciar os efeitos do fraturamento hidráulico na saúde humana e no meio ambiente.
 - Estudos para o governo, reguladores e agências do Reino Unido relacionados aos efeitos decorrentes de petróleo e gás não convencionais.
 - Relatórios acadêmicos e publicações revisadas por pares sobre os efeitos do gás de folhelho e hidráulica fraturamento.

- Estudos produzidos por desenvolvedores de óleo e gás não convencionais, usados como parte do planejamento aplicações para locais de exploração no Reino Unido.
 - Outros estudos produzidos por ONGs ou grupos de interesse destacando os efeitos potenciais de gás de folhelho e fraturamento hidráulico.
 - Outras fontes de informação (como jornais e revistas on-line).
- 2 Realizada uma síntese das informações coletadas com o objetivo de se avaliar os efeitos na saúde humana e ambiental, resumindo os efeitos e riscos associados, que incluiu observações preliminares sobre:
- Efeitos na biodiversidade e na conservação da natureza;
 - Efeitos sobre o uso da terra e geologia (incluindo sismicidade induzida);
 - Efeitos sobre os recursos hídricos (incluindo aumento da demanda e potencial contaminação da superfície e águas subterrâneas);
 - Efeitos na qualidade do ar;
 - Efeitos nas mudanças climáticas (incluindo emissões fugitivas de metano);
 - Efeitos sobre o surgimento de resíduos (incluindo a consideração de resíduos sólidos e líquidos, como brocas estacas e refluxo de água);
 - Efeitos no patrimônio cultural (arqueologia incluída);
 - Efeitos nas paisagens;
 - Efeitos na saúde humana dos trabalhadores e das comunidades potencialmente afetadas.
- 3 Baseando-se na literatura e nas informações obtidas, buscou-se identificar adicionalmente regulamentos e normalizações propostas utilizadas para abordar os riscos específicos para o meio ambiente e a saúde humana, destacando-se oportunidades relevantes para o contexto brasileiro.

Este trabalho possui as seguintes limitações:

- O foco da pesquisa considera a exploração e produção de gás não convencional que usa fraturamento hidráulico e perfuração

horizontal (como gás de folhelho). Outros combustíveis fósseis não convencionais (como gás tight, petróleo tight e metano do leito de carvão) não foram tratados dentro do seu escopo;

- Existem atualmente poucos projetos ativos de gás não convencional envolvendo o uso de fraturamento hidráulico combinado com perfuração horizontal (como gás de folhelho) na União Europeia (UE), portanto, as evidências atuais da experiência europeia são limitadas.
- Reconhece-se uma tendência com relação aos estudos da América do Norte em particular, onde a experiência de exploração não convencional de petróleo e gás é extensa.
- O foco do trabalho considerou a fratura à base de água. As tecnologias novas e não baseadas na água exigiriam uma avaliação separada dos riscos e medidas técnicas se fossem consideradas como parte de uma estrutura de gestão de riscos.

2.4 Breve análise da literatura

O fraturamento hidráulico está sendo incentivado pela demanda de energia em todo o mundo tornando-se um desafio para os formuladores de políticas públicas e agentes reguladores responsáveis pela tomada de decisões no ambiente regulatório ambiental. Apesar do desenvolvimento de folhelho na Europa se encontrar ainda embrionário, já enfrenta uma oposição muito forte. Diferente situação encontra-se nos EUA, onde a produção de gás não convencional cresce de forma robusta e sistemática. De qualquer forma, independentemente da maturidade do mercado quanto ao nível de exploração do gás de folhelho, reconhece-se o potencial de impacto no clima, conforme alertado por diversas agências internacionais incluindo o IPCC⁴⁶ e a Agência Internacional de Energia (AIEA).⁴⁷

A oposição cada vez maior ao fraturamento hidráulico torna difícil obter uma licença social para operar, que era descrito por Moffat e Zhang

⁴⁶ Disponível em: <http://www.climatechange2013.org>. Acesso em 20 abr. 2021.

⁴⁷ Disponível em: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf. Acesso em: 24 abr. 2021.

como “Um conjunto de relações entre acionistas com base em mútua confiança”.⁴⁸ Ter confiança é ter certeza de que o o comportamento de um operador corresponderá às expectativas do detentor de confiança. É sugerido que uma moratória temporal possa ser necessária para se obter espaço que permita examinar minuciosamente as incertezas do atual quadro regulatório e lacunas associadas, dando assim mais proteção ao meio ambiente bem como à saúde pública.⁴⁹

É tarefa dos formuladores de políticas e reguladores técnicos determinar se as atividades envolvendo a exploração e produção de gás de folhelho devem ser realizadas em suas respectivas jurisdições. Muitos estudos têm mostrado que a extração do gás de folhelho causa uma série de problemas de saúde do ar e da água associados a doenças, e não há relatórios conclusivos quanto aos impactos causados por produtos químicos usados no fraturamento hidráulico.⁵⁰

A necessidade de mais estudos sobre os potenciais impactos do fraturamento hidráulico não deve ser superestimado. Outro estudo revelou que humanos, alimentos, animais domésticos e animais selvagens morrem de problemas respiratórios e de crescimento devido à exposição a atividades de perfuração e fraturamento.⁵¹

O maior problema é fazer uma avaliação precisa sobre os riscos que potencialmente podem afetar as pessoas que vivem próximas aos locais de perfuração do gás de folhelho devido à inadequação da atual emissão de métodos de coleta e análise de dados.⁵²

⁴⁸ MOFFAT K.; ZHANG, A. The paths to social licence to operate: an integrative model explaining community acceptance of mining. *Resourc Policy*, v. 39, n. 1, p. 61-70, 2014.

⁴⁹ HAWKINS, J. Fracking: Minding the gaps. *Univ Bristol UK Environ Law Rev.*, v. 17, n. 1, p. 8-21, 2015. Disponível em: <http://elj.sagepub.com/content/17/1/8.full.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2021.

⁵⁰ BAMBERGER, M.; OSWALD, E. R. Impacts of gas drilling on human and animal health new solutions. v. 22, n. 1, p. 51-77, 2012. Baywood Publishing Co., Inc.

⁵¹ BAMBERGER, M.; OSWALD, E. R. Long-term impacts of unconventional drilling operations on human and animal health. *J Environ Sci Health*, v. 50, p. 447-459, 2015.

⁵² BROWN, D. et al. Understanding exposure from natural gas drilling puts current air standards to the test. *Rev Environ Health*. doi:10.1515/reveh-2014-0002, 2014.

Reconhece-se a existência de estudos realizados em todo o mundo considerando diferentes geologias e geografia, sob diferentes regimes regulatórios, tecnologias e metodologias de engenharia, e cada um desses estudos chegando a vários e diferentes resultados, tornando-se difícil a identificação de um consenso. No entanto, todos esses estudos apontam para o fato de que existem riscos conhecidos na exploração do gás de folhelho para a saúde pública e que os responsáveis pela regulamentação associadas devem levar em consideração no desenvolvimento de políticas e normas técnicas associadas ao desenvolvimento do gás de folhelho em seus respectivos territórios.⁵³

Existe uma lacuna de políticas regulatórias específicas para extração do gás de folhelho na União Europeia e cada estado membro é responsável por colocar suas próprias políticas regulatórias porque a União Europeia não pode estabelecer políticas que afetam os direitos dos estados membros em escolher e explorar qualquer tipo de energia dentro de seus territórios, que são soberanos nesse tema.⁵⁴

No caso da Comunidade Européia, cada estado tem a responsabilidade de levar em consideração aspectos de saúde pública e outras questões ambientais ao tomar decisões de licenciamento e autorização. A falta de harmonização no regime regulatório resulta em diferentes regulações e normalizações da EU a mercê de interpretações de cada um de seus estados membros.⁵⁵

Entende-se que nos EUA a regulamentação ocorra também de forma distinta em função das particularidades de cada estado ou condado. No

⁵³ BROWN, D. R.; LEWIS, C.; WEINBERGER, B. I. Human exposure to unconventional natural gas development: a public health demonstration of periodic high exposure to chemical mixtures in ambient air. *J Environ Sci Health, Part A*, v. 50, p. 460-472, 2015.

⁵⁴ HORIA MAICAN, O. Legal regime of shale gas extraction. *Academy of Economic Studies* 2 III(6), 2013. Disponível em: http://www.scientificpapers.org/wp-content/files/1420_Maican-LEGAL_REGIME_OF_SHALE_GAS_EXTRACTION.pdf. Acesso em: 25 abr. 2021.

⁵⁵ FLEMING, R. Towards reasonable European shale gas regulation the European Commission's 214 recommendation Communication on Shale Gas Extraction. Offshore Europe Conference and Exhibition, (8-11 September 2015) Society of Petroleum Engineers (SPE), Aberdeen, Scotland, 2015.

entanto, pode-se assumir uma maior uniformidade dos tratamentos dados à regulação e normalização, assumindo-se como avanços já consolidados quando se compara o estágio de desenvolvimento do mercado de exploração do gás de folhelho entre Europa e América do Norte.

2.5 Estrutura do relatório

Este relatório encontra-se estruturado através dos seguintes capítulos:

- 1 Apresentação: Realiza uma introdução sobre o tema e os aspectos principais tratados neste trabalho
- 2 Justificativas e Objetivos: Contextualiza a importância do trabalho e traça seus principais objetivos e resultados esperados
- 3 Introdução: Fornece uma breve descrição sobre os conceitos e definições envolvendo o gás de folhelho bem como aspectos de potencial no mundo e no Brasil. Destaca ainda a metodologia utilizada na pesquisa e breve revisão bibliográfica
- 4 Exploração e produção de gás de folhelho: Descreve as características principais das atividades envolvidas nas etapas de exploração e produção de gás de folhelho, bem como os impactos associados.
- 5 Desenvolvimento da Normalização: Contextualiza o papel da normalização no desenvolvimento de novas tecnologias e as suas principais funções
- 6 Aspectos potenciais para Regulamentação & Normalização: fornece um resumo dos riscos e impactos potenciais decorrentes das fases de exploração do gás de folhelho e sua conexão com regulamentos e normas técnicas
- 7 Normalização e regulamentação de gás de folhelho e boas práticas existentes: apresenta as principais regulações da Europa e do Brasil, bem como a normalização técnica Americana
- 8 Lacunas e oportunidades no Brasil: discute os caminhos possíveis a serem percorridos no caso brasileiro para a construção de um arcabouço normativo que dê sustentação para a exploração do gás de folhelho de forma sustentável no território nacional.
- 9 Conclusões: apresenta considerações finais do trabalho.

3 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO

Esta seção descreve brevemente o que é o gás de folhelho e, em seguida, fornece uma descrição das atividades envolvidas nas etapas da sua exploração e produção. Os efeitos decorrentes das atividades envolvidas em cada estágio são também apresentadas.

3.1 O gás de folhelho

O gás de folhelho é um gás natural com uma composição de metano como elemento principal, que é encontrado preso à uma rocha que foi formada originalmente⁵⁶ com grãos muito finos, de permeabilidade muito baixa, o que torna difícil ser extraído. A extensão dessa camada de rocha pode ser tão grande quanto metade de França.⁵⁷ Diz-se que não é convencional porque o recurso tem que ser estimulado para permitir que os hidrocarbonetos possam fluir devido à baixa permeabilidade, injetando água em alta pressão para empurrar o gás ao longo do meio rochoso. É diferente do gás convencional que flui naturalmente através de um canal perfurado sem estimulação específica, resultando em grandes quantidades de gás.⁵⁸

O método de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico de alto volume (High-volume hydraulic fracturing – HVHF) considera dois processos tecnológicos avançados que são usados na extração de gás de seu folhelho. A perfuração usando essas técnicas podem acessar um poço de

⁵⁶ MEINERS, G. et al. Environmental impacts of fracking related to exploration and exploitation of unconventional natural gas deposits: risk assessment, recommendations for action and evaluation of relevant existing legal provisions and administrative structures. 2013. Disponível em: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_83_2013_environmental_impacts_of_fracking.pdf. Acesso em: 25 abr. 2021.

⁵⁷ CHARLEZ, P. An introduction to shale oil and gas Shale drilling site in Pennsylvania -photo Helge Hansen -Statoil. 2015.

⁵⁸ LUSCOMBE, D.; CORDEN, C. Technical support for the risk management of unconventional hydrocarbon extraction final report. 2015. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/study_management_ei.pdf. Acesso em: 22 abr. 2021.

2 km de profundidade e 3 km ou mais horizontalmente.⁵⁹ Essas técnicas têm sido extensivamente usadas nos últimos 60 anos e conhecidas como *fracking* ou fraturamento hidráulico. Outros tipos de gás não convencional são o gás tight e metano do leito de carvão, também conhecido como gás de camada de carvão.⁶⁰ Essas tecnologias avançadas tornaram possível extrair gás de folhelho em grandes quantidades.⁶¹

A combustão do gás natural libera níveis mais baixos de dióxido de carbono (CO₂), bem como dióxido de enxofre, além de outros hidrocarbonetos. Quando usado em usinas de geração de energia elétrica eficientes, de ciclo combinado, a combustão do gás natural pode emitir menos da metade do CO₂ que a combustão do carvão, por unidade de produção de eletricidade.⁶² No entanto, a extração de gás de folhelho tem seus próprios impactos técnicos e ambientais. Há atualmente polêmicas no âmbito da Comunidade Européia em torno do desenvolvimento da extração de gás de folhelho, alguns defendendo uma moratória por causa de seus impactos negativos sobre a saúde humana e o meio ambiente, enquanto outros o veem como um meio de impulsionar seus portfólios de energia, mais barato e considerado uma fonte segura de energia.

A exploração e produção de gás de folhelho possui questões técnicas e ambientais que devem ser analisadas seriamente para que um projeto de exploração possa ser concebido e desenvolvido. Cada iniciativa deve ser considerada como única e requer procedimentos muito técnicos que

⁵⁹ POTOČNIK, J. Transmission Note on the EU environmental legal framework applicable to shale gas projects' Ares. 2012. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/legal_assessment.pdf. Acesso em 22 abr. 2021.

⁶⁰ Exxon Mobil. Unconventional resources development – managing the risks. 2014. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>. Acesso em 22 abr. 2021.

⁶¹ WANG, Q. et al. Natural gas from shale formation. The revolution, evidence and challenges of shale gas revolution in United States. *Renew Sustain Energy Rev*, v. 30, p. 1–28, 2014.

⁶² POTOČNIK, J. Transmission Note on the EU environmental legal framework applicable to shale gas projects' Ares. 2012. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/legal_assessment.pdf. Acesso em: 22 abr. 2021.

necessitam de muita experiência e devem ser realizados de forma ambientalmente correta. Algumas dessas questões não podem ser enfrentadas com a tecnologia e conhecimento científico atualmente existente e os riscos para o meio ambiente e a saúde podem ser significativos se o processo de extração não for gerenciado adequadamente.

A produção do ciclo de exploração e produção de gás de folhelho considera, numa análise preliminar, cinco etapas⁶³ a partir da identificação do local e preparação adequados, desencadeando assim potenciais questões ambientais e de saúde. O primeiro estágio envolve o nivelamento e limpeza da área necessária de terreno para o local do poço. Haverá transporte de pesados equipamentos para o local e a construção de instalações de armazenamento.⁶⁴ A segunda fase envolve o projeto do poço, perfuração, concretagem e perfuração de um orifício na superfície, bem como o assentamento de tubos, nova etapa de concretagem e a construção da cabeça do poço.⁶⁵ A terceira etapa trata da técnica do fraturamento hidráulico, por bombeamento de água altamente pressurizada misturada com areia ou outro elemento e produtos químicos. Então o poço atinge o estágio de finalização em que a água produzida e o refluxo devem ser gerenciados pelo operador. A produção então começará e depois que o poço atingir o seu estágio final de produção, ele precisará ser descomissionado.⁶⁶ No entanto, todas essas etapas têm seus impactos ambientais peculiares que podem começar em cada fase ou podem ser cumulativos do início ao fim do processo, ou através de vários poços que possam fazer parte do projeto.

Como exemplo de desenvolvimento e aplicação desses controles, a Comunidade Europeia delibera que cada um dos estados membros desenvolvam suas regulamentações e passem a regular os potenciais impactos

⁶³ O detalhamento e a quantidade de etapas é diversa na literatura. O item 4.3 apresenta complementos e uma visão mais abrangente quanto às etapas a serem consideradas no processo de exploração do gás de xisto.

⁶⁴ DUPONT, C. et al. Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected member states final report. 2013. Disponível em <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Final%20Report%2024072013.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2021.

⁶⁵ Idem.

⁶⁶ Idem.

ambientais dos projetos de exploração e produção do gás de folhelho em seus territórios. Existem regras técnicas e diretrizes que os operadores responsáveis são obrigados a cumprir em todo o processo da produção de gás de folhelho. Cada estado membro, através de sua autoridade competente, é obrigado a monitorar as atividades do licenças em suas jurisdições e de certificar de que estão sendo cumpridos os padrões mínimos esperados nestes para esses tipos de projetos.

3.2 Estágios de extração do gás de folhelho

O ciclo de vida do projeto para extração de gás de folhelho consiste em diferentes estágios conforme mencionado anteriormente. Cada estágio contém uma variedade de atividades, muitas das quais são comuns tanto para a exploração convencional quanto a não convencional. Embora o número de estágios descritos na literatura⁶⁷ varie, para permitir uma descrição mais completa de atividades e, posteriormente, dos seus efeitos, podemos detalhar os seguintes estágios:⁶⁸

- Exploração não intrusiva;
- Perfuração exploratória e fraturamento hidráulico;
- Desenvolvimento da produção;
- Produção / operação / manutenção;
- Descomissionamento de poços;
- Restauração e devolução do local.

⁶⁷ Ricardo AEA (2014), Unconventional Gas in England: Description of infrastructure and future scenarios, Report for Environment Agency, Ricardo-AEA/R/ED58661 February 2014, Amec et al (2014), Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction: final report to European Commission and DG Environment, August 2014; AEA et al (2012) Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing, a report for the European Commission AEA/R/ED57281; Tyndall Centre for Climate Change (2011), Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, January 2011

⁶⁸ AMEC. Strategic Environmental Assessment for Further Onshore Oil and Gas Licensing: Environmental Report, report for DECC, December 2013

A Tabela 2 resume as atividades que podem ocorrer em cada estágio do ciclo de vida do processo de exploração e produção de gás não convencional.

Tabela 2 Principais atividades consideradas na exploração e produção de gás não convencional

Estágio	Atividades consideradas
1	<ul style="list-style-type: none"> • Exploração não intrusiva, incluindo: • Identificação, seleção e caracterização do local; • Levantamentos sísmicos; • Assegurar as licenças de desenvolvimento e operação necessárias.
2	Perfuração de exploração e fraturamento hidráulico, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> • Conexões rodoviárias de preparação de almofada e monitoramento de linha de base; • Projeto, construção e conclusão de poços; • Fraturamento hidráulico; • Teste de poço incluindo queima.
3	Desenvolvimento da produção, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> • Preparação da almofada e monitoramento da linha de base; • Construção e instalação de instalações; • Construção e conclusão de projeto de poço; • Fraturamento hidráulico; • Teste de poço, possivelmente incluindo queima • Fornecimento de conexões de dutos • (Possivelmente) fraturamento.
4	Produção / operação / manutenção, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> • Produção de gás / óleo; • (Possivelmente) fraturamento. • Produção e disposição de resíduos / emissões; • Geração de energia, uso de produtos químicos e monitoramento de reservatórios; • Monitoramento ambiental e monitoramento de integridade de poço.
5	Descomissionamento de poços, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio e teste de poços; • Remoção de equipamentos do local; • Monitoramento ambiental e monitoramento de integridade de poço.
6	Restauração e renúncia de sites, incluindo: <ul style="list-style-type: none"> • Vistoria e fiscalização pré-devolução; • Restauração e recuperação de sites.

A Figura 2 ilustra a estrutura geral de um poço para extração e produção de gás não convencional.

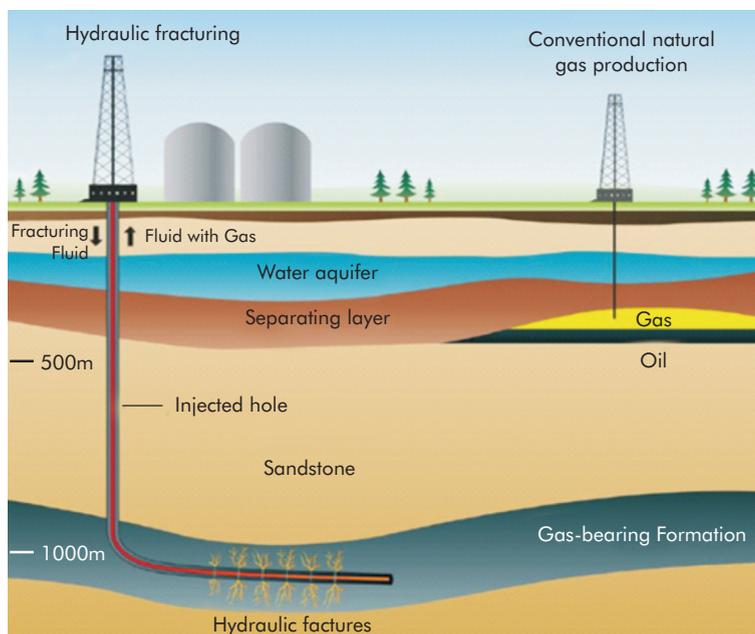


Figura 2 Processo de produção de gás não convencional por fraturamento hidráulico⁶⁹

A utilização das melhores práticas disponíveis⁷⁰ devem ser consideradas na construção de poços de exploração e produção de gás de folhelho para certificar-se de que não haja vazamentos de produtos químicos, por exemplo em aquíferos subterrâneos ou na terra. No entanto, os riscos não podem ser completamente descartados uma vez que exista a possibilidade de erro humano ou falhas técnicas que também pode resultar em resultados adversos, mesmo onde se consideram as práticas mais adequadas. Um

⁶⁹ EUROPEAN PARLIAMENTARY RESERACH SERVICE – EPRS. Unconventional gas and oil in North America – The impacts of shale gas and tigh oil on the US and Canadian economies and on global energy flows. European Union, 2014.

⁷⁰ Melhores práticas disponíveis, também identificada à terminologia “Best Available Techniques – BAT” é a forma avançada e eficaz mais disponível de operação utilizada para limitar a poluição em casos onde geralmente é difícil se reduzir emissões e os impactos ambientais. A busca por melhores resultados na proteção do meio ambiente precisa considerar o uso de tecnologias avançadas, que podem ser econômicas e acessíveis.

agente responsável por um projeto de exploração de gás de folhelho tem a responsabilidade em garantir que os operadores cumpram todas as regras técnicas de boas práticas e possuam todas as informações mais relevantes por meio de intercâmbio industrial, acesso a normas técnicas relevantes, conhecimento de legislação aplicável, entre outros.

As fontes de tais informações podem considerar deste organizações não governamentais que estão envolvidas na promoção de proteção ao meio ambiente. Os operadores precisam adotar sistemas de gerenciamento local para água, transporte, captura do gás, níveis de pressão, gestão da situação do poço e muitos outros cuidados que precisam ser atendidos em todas as fases do operação.⁷¹ O único problema é que gás de folhelho encontra-se em seu estágio inicial de desenvolvimento em muitos países (como por exemplo no Brasil e na Comunidade Européia) e a adoção de boas práticas e acesso a normas técnicas também é emergente e ainda não totalmente integrada ao controle do processo produtivo, faltando assim um abordagem coerente de implementação de uma prática mais robusta e sustentável.⁷² A Figura 3 ilustra os riscos causados ao ar, água e terra por fraturamento hidráulico. O diagrama⁷³ mostra como um poço de gás de folhelho de perfuração horizontal é configurado e como invade o ambiente natural do solo superficial ultrapassando o lençol freático, a rocha impermeável até o folhelho onde ocorre o fraturamento hidráulico, a fim de liberar o gás. O diagrama também mostra a potencial localização das fontes de poluição da água. O poço tem que ser bem concretado para garantir que não haverá vazamentos de metano ou fluidos hidráulicos na água ou solo.

⁷¹ Commission Recommendation, January 2014, on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing (2014/70/EU).

⁷² EC. DG Environment, Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction. AMEC Final Report. 2015. Disponível em: https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/study_management_ei.pdf. Acesso em 22 abr. 2021.

⁷³ ALDHOUS, P. Special Report “Drilling into the Unknown”. New Scientist, n. 2849, p. 8-10, 2012. Disponível em: <https://www.newscientist.com/article/dn21389-fracking-health-risks-drilling-into-the-unknown/>. Acesso em: 22 abr. 2021.

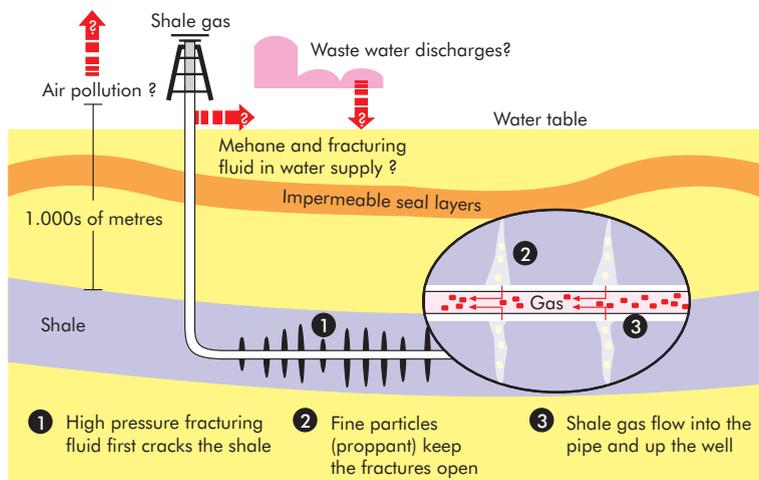


Figura 3 Produção de gás de folhelho e potenciais impactos ambientais

3.3 Impactos da extração do gás de folhelho

Esta seção fornece um resumo dos efeitos potenciais decorrentes das fases de exploração, produção e descomissionamento associado ao gás de folhelho.

Os riscos para o meio ambiente hídrico, ecologia e relativo às mudanças climáticas foram identificadas como as três categorias principais de impactos ambientais potenciais da exploração e produção do gás de folhelho, identificados como fatores de risco abrangentes (*risk factors RFs*).⁷⁴ O fraturamento hidráulico (HVHF) tem sérios impactos sobre a ocupação de terras devido às suas instalações que ocupam cerca de 60% a mais do que o espaço de um poço convencional. Armazenar tanques para água, produtos químicos e águas residuais que podem conter cerca de 30.000 m³ e as formações de gás de folhelho que podem ocupar dezenas de milhares de quilômetros quadrados de concessões cobrindo como grande como até 6000 km², são fatores considerados relevantes. Tais fatores tornam a

⁷⁴ MOORE, V.; BERESFORD, A.; GOVE, B. Hydraulic fracturing for shale gas in the UK Examining the evidence for potential environmental impacts. 2014. Disponível em: <https://rspb.org.uk/fracking>. Acesso em: 10 mai. 2021.

pegada física associada à exploração e produção do gás de folhelho maior do que a de produção convencional associada aos mesmos tipos de recursos. O acesso à terra e seu uso podem ser um problema importante em áreas densamente povoadas. Os países da Comunidade Europeia identificam uma série de questões de apoio público em projetos de gás de folhelho.

O fraturamento hidráulico requer uma alta demanda de água doce competindo com outras necessidades domésticas e outras industriais, dependendo da localização do projeto. Água residual em grande quantidade pode levar também à contaminação do lençol freático, se não for descartada com cuidado. Toda a operação deixa pegadas ambientais associadas ao aumento do tráfego de caminhões e ruído, poluentes e demanda de uso do solo para implantação da infraestrutura dos empreendimentos.

Animais, plantas e seres humanos no ambiente em torno dos locais de extração são colocados em risco de migração ou possível extinção em função de todos os impactos potenciais, como ocupação de terras, ruído do tráfego e das máquinas do local, impacto visual no meio ambiente e o risco crescente de eventos sísmicos em torno da área de extração.⁷⁵

Riscos associados à exploração e produção de gás de folhelho usando os métodos técnicos de fraturamento hidráulico são encontrados em cada etapa da prospecção, exploração, produção até o fechamento do poço. A preparação do solo, que é identificado como necessária para um adequado movimento para configuração inicial do processo de perfuração, pode causar muitos distúrbios ambientais. Alguns desses impactos podem ser brevemente detalhados. Outros podem ser resumidos em seus elementos principais.

Os impactos de fraturamento hidráulico mais temidos são o risco potencial de contaminação e esgotamento da água. Este processo usa muito de água que pode afetar o abastecimento de água dos recursos hídricos naturais ou de abastecimento local também usado pela comunidade local. O fluido de fraturamento hidráulico pode conter produtos químicos potencialmente perigosos que podem contaminar as áreas circundantes por meio de derramamentos e vazamentos.

⁷⁵ EIA. Natural Gas from Shale. Questions and answers. 2013. Disponível em: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/why_is_shale_gas_important.pdf. Acesso em: 10 mai. 2021.

Grandes quantidades de águas residuais produzidas por fraturamento contêm produtos químicos dissolvidos e precisam ser tratados antes de serem reutilizados ou eliminados.⁷⁶ De acordo com a regulamentação do Reino Unido, o regulador sobre o meio ambiente tem o poder, de acordo com a Lei de Recursos Hídricos de 1991, de exigir que os desenvolvedores de gás de folhelho divulguem a composição de fluidos de fraturamento que eles usam em seus projetos.⁷⁷

Existem também normas técnicas estabelecidas na indústria de óleo e gás que devem ser seguidas nas atividades de gás de folhelho, particularmente a ISO 10426-1,⁷⁸ que cobre a concretagem de poços, a ISO10405 para revestimentos⁷⁹ e ISO 11961⁸⁰ para tubos de perfuração.

Ocorrências de pequenos abalos sísmicos têm sido associadas a casos de produção de gás não convencional, por exemplo, a operação de exploração de gás de folhelho de Cuadrilla perto de Blackpool, no Reino Unido em 2011, onde um pequeno abalo de magnitude de cerca de dois pontos na escala Richter foi relatado, mas não criou nenhum dano superficial.⁸¹ As operações de fraturamento hidráulico em Cuadrilla levaram ao desenvolvimento de alguns cuidados volatados a uma maior segurança através

⁷⁶ IEA. World Energy Outlook, Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. 2012. Disponível em: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebwebsite/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf. Acesso em: 10 mai. 2021.

⁷⁷ ROYAL SOCIETY AND THE ROYAL Academy of Engineering. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing N.d: June 2012 DES2597. Disponível em: <http://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>. Acesso em 10 mai. 2021.

⁷⁸ Petroleum and Natural Gas Industries. Cements and materials for well cementing – part 1: Specification (ISO 10426-1:2009). Disponível em: <https://www.iso.org/standard/46188.html>. Acesso em: 10 mai. 2021.

⁷⁹ Petroleum and Natural Gas Industries. Care and use of casing and tubing (ISO 10405:2006). Disponível em: <https://www.iso.org/standard/24931.html>. Acesso em: 10 mai. 2021.

⁸⁰ Petroleum and Natural Gas Industries. Drilling fluids – processing equipment evaluation (ISO 13501:2011). Disponível em: <https://www.iso.org/standard/55304.html>. Acesso em 10 mai. 2021.

⁸¹ FOEE. Fracking business as usual report, 081015. Disponível em: http://www.foeeurope.org/sites/default/files/shale_gas/2015/foee_-_fracking_business_as_usual_report_081015.pdf. Acesso em 10 mai. 2021.

do monitoramento de micro-sismos.⁸² Os operadores são obrigados a implementar um aviso para identificar atividades sísmicas incomuns que podem exigir que as atividades sejam interrompidas enquanto se aguarda a reavaliação de operação devido a operação de fraturamento hidráulico.⁸³

A exploração de gás de folhelho usa equipamento de alta produção que emite emissões de gases de efeito de estufa mais do que a exploração convencional de gás porque o fraturamento hidráulico precisa de mais poços para maximizar a produção devido à natureza complexa de sua operação. Mais bombas a diesel são normalmente necessárias, aumentando assim a emissão de CO₂ emitido por unidade de energia.⁸⁴ O gás é comumente liberado na atmosfera ou queimado, convertendo assim metano em dióxido de carbono, que também é um gás de efeito estufa. Destaca-se um aumento uso de novas tecnologias para capturar as emissões de gases crescentes.

A pegada ambiental física associada à exploração e produção de gás de folhelho considerando o número de poços que podem ser necessários, espaço para transporte, instalações de armazenamento de águas residuais e contêineres, é bastante significativo em comparação com o processo para produção de gás convencional. A construção de infraestrutura e atividades de produção resultam na fragmentação do habitat natural que pode apresentar perdas ou ser destruído, como se observa em algumas localizações no Reino Unido que possuem licenciamento para produção de gás, em alguns áreas de conservação ou outras áreas especiais prote-

⁸² GREEN, A. C; STYLES, P; BAPTIE, J. B. Induced seismicity mitigation report, shale gas fracturing review and recommendations for induced seismic mitigation. Preese Hall. 2012. Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gas-fracturing-review.pdf. Acesso em: 10 mai. 2021.

⁸³ DUPONT, C. et al. Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected member states final report. 2013. Disponível em: <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Final%20Report%2024072013.pdf>. Acesso em 10 mai. 2021.

⁸⁴ Green AC, Styles P, Baptie JB (2012) Induced seismicity mitigation report, shale gas fracturing review and recommendations for induced seismic mitigation. Preese Hall. Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gas-fracturing-review.pdf. Acesso em: 10 mai. 2021.

gidas⁸⁵, e também na Polônia, onde a Chevron obteve licenciamento para explorar gás de folhelho em uma reserva da UNESCO, compreendendo o ecossistema terrestre, marinho e costeiro.⁸⁶

A Tabela 3 fornece um resumo mais abrangente dos riscos e impactos ambientais potenciais associados à exploração e produção de gás não convencional e, para fins comparativos, petróleo e gás convencionais. Baseia-se na revisão dos riscos ambientais apresentados no relatório AEA 2012 preparado para a DG Environment,⁸⁷ complementado por estudos mais recentes que consideraram os riscos em biodiversidade e saúde humana.⁸⁸ Isso mostra que a maioria dos efeitos associados ao óleo não convencional e a exploração e o desenvolvimento de gás também são comuns àqueles associados ao petróleo e gás convencional. No entanto, as diferenças ocorrem quando se considera as tecnologias e requisitos do próprio processo de fraturamento hidráulico. No que diz respeito aos riscos decorrentes apenas do fraturamento hidráulico, conforme já destacado, o potencial dos riscos incluem eventos sísmicos induzidos, o abastecimento local de água, a gestão de produtos químicos e a mistura, armazenamento e uso do fluido utilizado no processo, a gestão de refluxo de água e emissões fugitivas de gases de efeito estufa.

⁸⁵ Commission Recommendation. January 2014, on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing (2014/70/EU).

⁸⁶ FOEE (2015) Fracking business as usual report, 081015. Disponível em: http://www.foeeurope.org/sites/default/files/shale_gas/2015/foee_-_fracking_business_as_usual_report_081015.pdf. Acesso em 10 mai. 2021.

⁸⁷ AEA et al (2012) Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing. a report for the European Commission AEA/R/ED57281.

⁸⁸ Public Health England (2014) Review of the Potential Public Health Impacts of Exposures to Chemical and Radioactive Pollutants as a Result of Shale Gas Extraction: Draft for Comment. Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/332837/PHE-CRCE-009_3-7-14.pdf. Acesso em 10 mai. 2021

Tabela 3 Impactos ambientais potenciais com exploração e produção de gás

Tema	Risco / Impacto	Convencional	Não Convencional
Biodiversidade	Perda direta e/ou fragmentação do habitat em função das atividades de construção e operação do local do poço	✓	✓
	Impactos indiretos em habitats/espécies devido a, por exemplo, perturbação de ruído, presença humana e poluição luminosa e a introdução de espécies invasivas e a exposição à poluição por meio de vias causais	✓	✓
Uso da terra e geologia	Requisitos de terra para plataforma e oleodutos, ruptura das camadas do solo e compactação e impactos resultantes na remoção de terra para usos alternativos (natural ou antropogênico) e impactos ecológicos / ambientais	✓	✓
	Sismicidade induzida de atividades de fraturamento hidráulico e o impacto potencial na integridade do poço, criação de caminhos geológicos para poluentes e possível pequenos tremores de terra	✓	✓
Recursos de água	Derramamento de poluentes na superfície, como diesel e fluidos de perfuração resultando em poluição das águas superficiais	✓	✓
	Derramamento na superfície de fluidos de fraturamento hidráulico e águas residuais, resultando em poluição da água superficial		✓
	Falha do poço resultando em poluentes liberados do poço para as águas subterrâneas	✓	✓
	Introdução de poluentes devido a fraturas induzidas fornecendo caminhos para recursos hídricos subterrâneos através de fendas artificiais pré-existentes ou estruturas naturais		✓
	Seleção inadequada de produtos químicos no fraturamento hidráulico e/ ou inadequada avaliação levando a riscos inaceitáveis para o meio ambiente		✓
	Consumo de água associado às atividades de fraturamento hidráulico que afetam o disponibilidade de recursos hídricos, habitats aquáticos e ecossistemas e qualidade da água		✓
	Desenvolvimento de plataforma de poço com risco de inundação e/ou resultando em aumento do risco de inundação fora do local devido ao aumento da área impermeável e/ou localização das instalações em áreas de risco de inundação	✓	✓

Tabela 3 Impactos ambientais potenciais com exploração e produção de gás

Tema	Risco / Impacto	Convencional	Não Convencional
Qualidade do ar	Emissões para o ar oriundas da construção e perfuração do poço, resultando em efeitos adversos e impactos locais na qualidade do ar	✓	✓
	Emissões associadas às atividades de fraturamento hidráulico, resultando em efeitos adversos e impactos locais na qualidade do ar		✓
Mudanças Climáticas	Emissões de gases de efeito estufa (GEE) oriundas da construção e perfuração de poços	✓	✓
	Emissões de GEE associadas às atividades de fraturamento hidráulico		✓
	Emissões de GEE decorrentes da conclusão do poço	✓	✓
	Emissões fugitivas de GEE	✓	✓
	Combustão de hidrocarbonetos extraídos gerando emissões de GEE	✓	✓
Resíduos	Geração de resíduos de construção e perfuração	✓	✓
	Geração de refluxo de água após atividades de fraturamento hidráulico		✓
Herança cultural	Perda direta ou dano a características de patrimônio cultural e paisagens oriunda da construção de poço e infraestrutura associada	✓	✓
	Efeitos indiretos sobre a configuração de ativos do patrimônio cultural como resultado da construção do poço e sua operação	✓	✓
Panorama	Impactos na característica da paisagem e amenidade visual devido à construção de poços e atividades de operação	✓	✓
Saúde Humana	Emissões atmosféricas, poeira e ruído associados às atividades de construção e perfuração que resultam em impactos adversos sobre os vizinhos próximos	✓	✓
	Contaminação do abastecimento de água potável devido a atividades de fraturamento hidráulico		✓
	Riscos associados à saúde e segurança dos trabalhadores no local	✓	✓
	Problemas de perturbação e incômodo	✓	✓

Esses riscos e efeitos são discutidos à luz das providências regulatórias que podem atuar na sua mitigação nas próximas sessões.

4 DESENVOLVIMENTO DA NORMALIZAÇÃO

Dentro do arcabouço regulatório técnico, a normalização (nacional ou internacional) tem representado papel relevante no desenvolvimento tecnológico e promoção de inovação em diversos setores. Entende-se que o desenvolvimento dos mecanismos de exploração de recursos naturais seja beneficiado com o desenvolvimento adequado de bases técnicas consistentes e de boas práticas consolidadas através do consenso de especialistas. Particularmente, a normalização pode ocupar papel de destaque num processo sustentável de desenvolvimento do gás não convencional, na medida em que atua no controle, minimização e mitigação de eventuais impactos ocasionados pela sua exploração e produção. Esta seção resgata os princípios mais importantes sobre os aspectos da normalização visando esclarecer suas principais funções e conexões com o desenvolvimento de mercados sustentáveis.

4.1 Histórico sobre estratégias da normalização

Na década de 1980, foram observadas novas circunstâncias industriais criadas pelo crescimento da economia ns países emergentes do Leste Asiático, como o Japão, e as economias recém-industrializadas (*newly industrializing economies* – NIEs). Com a ascensão desses países emergentes, os Estados Unidos e a Europa (mais tarde a União Europeia) foram compelidos a reorganizar seus padrões de competitividade para lançar novas políticas industriais, proteger os direitos de propriedade intelectual, e relaxar a lei antitruste. Essas políticas foram introduzidas para reforçar a seus sistemas de inovação com foco na competição global.

O uso crescente de normas técnicas desenvolvidas com base em consenso está profundamente associado ao relaxamento das leis antitruste para promover a formação de consórcios de empresas com o objetivo de realização de pesquisas conjuntas e desenvolvimento (P&D). Existem duas razões principais para a formação de consórcios. Uma delas está associada

ao desenvolvimento de novas tecnologias com parceiros estratégicos. A outra refere-se ao desenvolvimento de normas técnicas aplicáveis a indústria com o objetivo de resolver problemas como compatibilidade de produtos e segurança do consumidor. O desenvolvimento de normas técnicas em um consórcio afeta circunstâncias do universo industrial muito mais do que o desenvolvimento de novas tecnologias, porque as normas têm efeitos pró-competitivos significativos, como o aumento da competição de preços, uma vez que produtos normalizados são comparados mais facilmente. Além disso, os países que são líderes em desenvolvimento de normalização técnica têm uma vantagem competitiva e, internacionalmente, a aceitação de padrões específicos é fundamental para a competitividade global.

Por este motivo, os governos dos Estados Unidos e da União Europeia em particular têm estado ativamente envolvidos na observação, regulamentação e promoção do processo de definição de normas técnicas, conforme detalhado a seguir.

Começamos com as políticas industriais ativas dos EUA na década de 1980 e explicamos a relação entre a promoção da P&D e a normalização. A tendência de incentivo à P&D como uma política industrial ganhou impulso no início dos anos 1980. A aplicação da Lei Nacional de Pesquisa Cooperativa (*National Cooperative Reserach Act – NCRA*) de 1984 solidificou essa tendência. Além disso, o relatório da Comissão Presidencial sobre A Competitividade Industrial em 1985 (comumente chamada de *Young Report*) simbolizada as políticas industriais dos EUA que visam ativar a inovação por meio de fomento à P&D. Este relatório afirmou que a questão do declínio da competitividade internacional dos Estados Unidos não foi apenas devido à valorização do dólar americano. O relatório sugeriu que setores público e privado devem abordar a valorização da competitividade da indústria de forma plena, por meio de novas iniciativas com foco no incentivo à P&D. O NCRA foi revisado como a Lei Nacional de Cooperação à Pesquisa e Produção em 1993 para permitir fomento à produção, estendendo a esfera de realização de pesquisa. Assim, os Estados Unidos implementaram políticas industriais que enfatizaram P&D baseadas em consórcios de empresas.

O incentivo de P&D e a ativação de esforços de normalização tendem a ser considerados de forma separada. Na verdade, no entanto, esses dois fenômenos são profundamente interligados. Com as leis antitruste sendo

consideradas, é fácil entender o relação entre esses dois fenômenos. Antes de 1980, as leis antitruste dificultavam o desenvolvimento de P&D nos Estados Unidos. No desenvolvimento de pesquisas conjuntas, várias empresas desenvolvem tecnologia em colaboração. Portanto, é provável que as empresas participantes venham a monopolizar a tecnologia. Atividades colaborativas de empresas que são conduzidas de forma inadequada podem desencorajar ou mesmo eliminar a concorrência, dando origem a preocupações antitruste. Por esta razão, o fomento de P&D foi regulado por leis antitruste e penalidades severas foram impostas sobre pesquisa conjunta que violasse as leis antitruste. Por exemplo, se várias empresas tivessem engajadas em atividades de pesquisa conjunta (neste caso também se inclui a formulação conjunta de especificações normativas) com as empresas participantes respondendo por uma certa quantidade de segmento de mercado, era possível que esta pesquisa conjunta pudesse ter violado a legislação antitruste. A formulação conjunta de especificações normativas por empresas com um certo nível de participação no mercado foi considerado um comportamento corporativo possivelmente exclusivo para outros participantes do mercado.⁸⁹

No entanto, após o início de novas políticas industriais para incentivos de P&D realizados com a participação de várias empresa, na década de 1980, a operação das leis antitruste foi mitigada. Em 1980, o Departamento de Justiça Americano divulgou o “Guia Antitruste Sobre Empreendimentos Pesquisa Conjunta” para esclarecer as diretrizes para joint ventures em pesquisa. Mais importante ainda, essas diretrizes especificavam que, se o acesso de terceiros a especificações normativas (ou seja, os resultados da pesquisa conjunta) fossem garantidas, as leis antitruste não se aplicariam à formulação de especificações normativas por meio de P&D realizado em conjunto por vários empresas, mesmo com um certo nível de participação de mercado.

Em 1984, essa política foi regulamentada como a Lei Nacional de Pesquisa Cooperativa. Com o advento da nova lei tornou-se possível a formulação de normas técnicas, exercendo efeitos semelhantes ao surgimento de “padrões

⁸⁹ HIRABAYASHI, H. Antitrust law guidelines concerning joint research and development. Tokyo: Commercial Law Standardization, international division of labor and platform business Center, 1993.

de fato”, por meio de normas de consenso, como consórcios de acordos estabelecidos antes que a competição de mercado fosse de fato iniciada.

Assim como os Estados Unidos, a UE também começou a apoiar a normalização em toda a indústria após a década de 1980, a fim de reorganizar uma política competitiva global. Além disso, a UE teve sua própria motivação para a tratar de padronização em toda a sua indústria, mirando a integração do bloco econômico em 1992. Os mercados integrados da UE precisavam de normas unificadas para evitar requisitos e especificações incompatíveis com os mercados internos de países da UE que pudessem atuar como barreiras comerciais.

Em 1984, a Comissão Europeia adotou o Regulamento nº 418/1985 ampliando o tratamento antitruste de P&D. Para empresas cuja participação de mercado total não exceda 20 por cento, este regulamento fornece exceções gerais para acordos horizontais de P&D. Além disso, nos termos do art. 85(3), a Comissão está autorizada a conceder isenções para esforços cooperativos, incluindo pesquisa, desenvolvimento e até mesmo fabricação e vendas. As empresas podem facilmente formar um consórcio para colaborar no desenvolvimento de toda normalização da indústria.

Em 1985, a Comissão Europeia (CE) promulgou outra resolução importante, a nova abordagem para harmonização técnica e uso da normalização. Para consolidar seu mercado interno no final de 1992, a Comissão Europeia propôs que métodos e procedimentos fossem revisados. Normas nacionais eram estabelecidas separadamente em cada país naquela época, mas era necessário introduzir um normalização uniforme na região. Por este motivo, iniciativas de normalização foram encorajadas em toda a Europa na forma especial das normas regionais, (CEN, CENELEC e ETSI), que encontram-se posicionadas entre a normalização nacional e a normalização internacional. Com base na nova abordagem, a CE encorajou as indústrias europeias a estabelecerem seus processos e produtos em atendimento às novas normas regionais. Este processo acelerou simultaneamente o desenvolvimento de normalização regional e a reorganização das capacidades industriais. Com o objetivo de alcançar a integração das economias regionais, a normalização progrediu na Europa. Nesse processo, as empresas europeias desenvolveram sua capacidade de usar a normalização como uma ferramenta estratégica, e estabeleceu-se o modelo de negócios usando a normalização como base de desenvolvimento de negócios.

Diversos exemplos são encontrados na literatura e associados aos benefícios do desenvolvimento da normalização como estratégia para desenvolvimento de novas tecnologias e negócios.⁹⁰ Por exemplo, na década de 2010 o GSM era o sistema de comunicação de telefonia móvel mais difundido em todo o mundo. O padrão GSM é um exemplo típico de sucesso de normas que foram adotadas através do novo processo de normalização na Europa. Em 1982, o Grupo de Trabalho GSM da Conferência Europeia das Administrações de Correios e Telecomunicações (CEPT) começaram a formular normas para padrões de telecomunicações; no entanto, este processo foi identificado como muito moroso.

Em 1988, o Instituto de Normalização para Telecomunicações na Europa (*European Telecommunications Standards Institute - ETSI*) foi estabelecido e assumiu como organização responsável pelo desenvolvimento da normas no lugar da antiga *CEPT*. Isso movimento marcou uma grande virada de procedimentos. Anteriormente à constituição do *ETSI*, no processo de normalização utilizado no âmbito da *CEPT*, os responsáveis pela política de telecomunicações e os agentes de telegrafo e correios (*Postal Telecom and Telegraph - PPT*) de cada país tomaram a iniciativa de formular as normas individualmente. No entanto, uma vez que o processo de normalização foi transferido para o *ETSI*, a normalização de consenso foi buscada com o participação das empresas de equipamentos e instalações de telecomunicações, além dos agentes oficialmente responsáveis anteriormente envolvidos. Tal inclusão e expansão de abordagem deu celeridade ao processo e resultou em normas de consenso mais efetivas para o mercado.

Com relação aos telefones celulares analógicos que eram amplamente utilizados na época, a indústria de equipamentos e de instalações de telecomunicações na Europa ficaram muito atrás de seus pares nos mercados dos Estados Unidos e do Japão. Na processo de normalização dos telefones digitais, a Europa enfrentou uma sensação de risco de perder um enorme mercado integrado, que surgiria como resultado da nor-

⁹⁰ TATSUMOTO, H; OGAWA, K; SHINTAKU J. Strategic Standardization: Platform Business and the Effect on International Division of Labor. *Annals of Business Administrative Science*, v. 10, p. 13-26, 2011. ISSN 1347-4456.

malização, para as indústrias de telecomunicações no exterior. Portanto, ao contrário dos processos de normalização tradicionais, empresas de equipamentos e de instalações de telecomunicações participaram ativamente do processo de normalização dos novos modelos emergentes. Assim, foi estabelecido um processo de normalização que permitiu às indústrias de telecomunicações europeias pudessem ser competitivas no mercado global.

O estabelecimento das normas da tecnologia GSM foi concluído com a influência da indústria de equipamentos e instalações em telecomunicações. Por exemplo, especificações e requisitos para o sistema GSM não estabelecem detalhes em várias áreas, como interfaces entre estações base e controladores de estação base. Nas áreas não padronizadas, é mais fácil para empresas de equipamentos de telecomunicações se diferenciarem alavancando seus conhecimentos técnicos. Em contraste, as áreas que dependem de conhecimentos e habilidades possuídos por operadoras, como protocolos de faturamento, foram estabelecidos requisitos mais rígidos como resultado da necessidade de roaming internacional. Isso permitiu que as operadoras que não possuísem muita tecnologia pudessem adotar e operar um sistema GSM. Mesmo novas operadoras, principalmente aquelas que estão em países emergentes e não conhecem profundamente a tecnologia GSM, podem facilmente iniciar seus serviços adotando os sistemas padrão GSM fornecidos por empresas europeias de equipamento de telecomunicações. Desta forma, o GSM facilitou a expansão das empresas fabricantes de equipamentos de telecomunicações europeus, como Ericsson e Nokia, no mercado global.

Conforme mencionado acima, houve mudanças nas políticas industriais nos Estados Unidos e Europa. A normalização de consenso foi aceita em conjunto com iniciativas de pesquisa e integração econômica regional. Na normalização de consenso várias empresas constroem acordos por meio de iniciativas como formação de consórcios e definem normas para todo o setor de maneira flexível. À luz de estratégias de negócios, o que é enfático na nova forma de normalização é que as empresas podem definir um conjunto de requisitos de consenso de acordo com suas próprias estratégias e modelos de negócios. Isso porque a normalização de consenso se torna uma ferramenta poderosa para estratégias e severamente influencia os ambientes de competição corporativa.

4.2 Funções da normalização no desenvolvimento tecnológico

A fim de analisar os papéis e funções da normalização na inovação tecnológica de uma forma mais abrangente e integrativa, a 'abordagem das funções dos sistemas de inovação' é adotada como uma estrutura heurística. Conforme adotado por Walz⁹¹ na compreensão do papel da regulação nos sistemas de inovação, esta abordagem oferece ligações adequadas entre os diversos papéis da normalização na inovação, analisando como as diferentes funções dos sistemas de inovação são influenciadas. Esta seção apresenta a abordagem de funções, seguida por discussões de certas funções que são particularmente relevantes para a normalização.

4.2.1 Abordagem de funções dos sistemas de inovação

Como os “determinantes das inovações”, funções são as atividades relevantes e fatores-chave que influenciam o desenvolvimento, a difusão e o uso das inovações.⁹² Identificar e mapear sistematicamente essas funções ajuda a focar na dinâmica do que está realmente acontecendo no sistema, fornecendo insights sobre as interações de vários elementos e forças que determinam o processo complexo e evolutivo dos sistemas de inovação.⁹³ Além disso, como se concentra nas principais atividades que estão sendo alcançadas no sistema geral de inovação, a abordagem de funções pode fornecer uma perspectiva mais consistente para fazer comparações eficazes entre vários países e domínios tecnológicos, ao contrário de outras abordagens de sistemas de inovação que se concentram em regiões ou setores específicos.

⁹¹ WALZ, R. The role of regulation for sustainable infrastructure innovations: the case of wind energy. *International Journal of Public Policy*, v. 2, n. 1-2, p. 57-88, 2007.

⁹² EDQUIST, C. The Systems of Innovation Approach and Innovation Policy: An account of the state of the art. In DRUID Conference. Aalborg, p. 1–24, 2001. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/228823918_The_Systems_of_Innovation_Approach_and_Innovation_Policy_An_Account_of_the_State_of_the_Art. Acesso em: 12 mai. 2020.

⁹³ HEKKERT, M. P. et al. Functions of innovation systems: A new approach for analysing technological change. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 74, n. 4, p. 413-432, 2007.

Várias pesquisas teóricas e empíricas foram realizadas para identificar um conjunto de funções principais que influenciam o desempenho dos sistemas de inovação, cada uma associada a diferentes questões e atividades ao longo dos processos de inovação.^{94,95,96} Revendo esses trabalhos anteriores, Bergek *et al.*⁹⁷ propõem a seguinte lista de sete funções que são sintetizadas a partir de várias abordagens e posteriormente desenvolvidas como segue:

- *Desenvolvimento e difusão do conhecimento*; está preocupado com a forma como o novo conhecimento é desenvolvido a partir da base de conhecimento atual do sistema de inovação e difundido para outras atividades. A fim de evitar confusão com a função geral da inovação que influencia o desenvolvimento e a difusão do conhecimento, o termo “criação e transferência de novos conhecimentos” será usado.
- *Influência na direção da pesquisa*; abrange mecanismos que influenciam a direção da pesquisa dentro do sistema de inovação, entre diferentes tecnologias concorrentes, aplicações, mercados, modelos de negócios, etc.
- *Experimentação empreendedora*; implica uma sondagem em novas tecnologias, aplicações e mercados, onde um processo de aprendizagem social se desdobra, reduzindo a incerteza ao longo da evolução dos sistemas de inovação.
- *Formação de mercado*; envolve atividades de apoio à evolução do mercado, desde um mercado de enfermagem onde se abre um espaço de aprendizagem, a um mercado-ponte onde o volume é aumentado e, finalmente, a um mercado de massa.

⁹⁴ EDQUIST, C.; JOHNSON, B. Institutions and Organizations in Systems of Innovation. In C. Edquist, ed. *Systems of Innovation: Technologies, Institutions and Organizations*. London: Pinter, p. 41-63, 1997.

⁹⁵ SMITS, R.; KUHLMANN, S. The rise of systemic instruments in innovation policy. *International Journal of Foresight and Innovation Policy*, v. 1, n. 1-2, p. 4-32, 2004.

⁹⁶ *Idem*.

⁹⁷ BERGEK, A. et al. Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems: A scheme of analysis. *Research Policy*, v. 37, n. 3, p. 407-429, 2008.

- *Legitimação*; é uma questão de aceitação social e conformidade com as instituições relevantes, para que a nova tecnologia seja considerada adequada e desejável pelos atores relevantes para que os recursos sejam mobilizados, a demanda se forme e os atores adquiram força política.
- *Mobilização de recursos*; inclui a mobilização de recursos necessários, como competência, capital humano, capital financeiro e ativos complementares.
- *Desenvolvimento de externalidades positivas*; envolve a geração de economias externas positivas, na forma de resolução de incertezas, poder político, mercados de trabalho agrupados, oportunidades combinatórias e fluxos de informação / conhecimento.

4.2.2 Funções da normalização no suporte ao desenvolvimento tecnológico

Ao revisar como a normalização é considerada na literatura que adota a abordagem de funções, podemos explorar como ela contribui e interage com o sistema geral de inovação de uma perspectiva mais ampla e integrada. Outras literaturas que discutem a normalização no contexto da inovação também puderam ser observadas, e suas correspondências com a abordagem das funções são identificadas para análises consistentes de vários papéis e funções da normalização que estão sendo alcançados no suporte aos sistemas de inovação.

De maneira geral, pode-se observar que a normalização fornece uma função genérica dos sistemas de inovação que influenciam o desenvolvimento e a difusão do conhecimento. Codificando e transferindo tecnologia de ponta e melhores práticas entre uma variedade de atores, as publicações de normas apoiam a difusão do conhecimento técnico desenvolvido em vários estágios dos sistemas de inovação.^{98,99} Além disso, o próprio ato

⁹⁸ ALLEN, R. H.; SRIRAM, R. D. The Role of Standards in Innovation. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 64, n. 2-3, p. 171-181, 2000.

⁹⁹ SWANN, G. M. P. *The Economics of Standardization: An Update*. 2010. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/>

de normalizar promove o desenvolvimento do conhecimento, pois fornece um fórum de processos cognitivos coletivos onde atores com origens heterogêneas - isto é, pesquisadores, indústria, administração pública e usuários - são reunidos para desenvolver novas ideias e soluções.^{100,101,102} Como envolve discussões de uma variedade de participantes, o processo de normalização também é um canal eficaz de transferência e difusão de conhecimento, onde eles podem compartilhar as melhores práticas e pesquisas de ponta com base em suas experiências.^{103,104,105,106}

A Tabela 4 resume cinco funções dos sistemas de inovação que são especificamente apoiados pela normalização, conforme discutido em várias literaturas acadêmicas e práticas; outras funções não são diretamente referenciadas na literatura existente. Estas são analisadas a seguir.

attachment_data/file/32444/10-1135-economics-of-standardization-update.pdf. Acesso em: 12 mai. 2021.

¹⁰⁰ BERGHOLZ, W.; WEISS, B.; LEE, C. *Benefits of standardization in the microelectronics industries and their implications on nanotechnology and other innovative industries*. Geneva. 2006. Disponível em: <http://www.iec.ch/about/globalreach/academia/pdf/bergholz-1.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2021.

¹⁰¹ BLIND, K. *Standardisation as a Catalyst for Innovation*. Inaugural Address Research in Management Series. 2009. Disponível em: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1527333. Acesso em: 12 mai. 2021.

¹⁰² HOGAN, O.; SHEEHY, C.; JAYASURIYA, R. *The Economic Contribution of Standards to the UK Economy*, London, 2015.

¹⁰³ OCST. *Voluntary Industry Standards and Their Relationship to Government Programs*, Washington DC, 1993. Disponível em: <http://www.strategicstandards.com/files/GovernmentStandards.pdf>. Acesso em 15 mar. 2021.

¹⁰⁴ TASSEY, G. Standardization in technology-based markets. *Research Policy*, v. 29, n. 4, p.587-602, 2000.

¹⁰⁵ CIE. *Standards and the economy*. Sydney, 2006. Disponível em: http://www.the-cie.com.au/content/publications/Economic_impact_of_standards.pdf. Acesso em: 12 fev. 2021.

¹⁰⁶ Idem 83

Tabela 4 Cinco funções da normalização obtidas da literatura

Funções da Normalização	Literatura sobre sistemas de inovação	Outras literaturas sobre normalização
Legitimação	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzindo a incerteza, fornecendo as informações necessárias • Aumentando a aceitação social e gerenciando conflitos 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivando os inovadores a participarem da inovação, reduzindo a incerteza futura • Aumentando a confiança do consumidor, facilitando o acesso ao mercado e permitindo a inovação subsequente
Influência na direção da pesquisa	<ul style="list-style-type: none"> • Especificações e critérios de desempenho para orientar a direção da aprendizagem • Mecanismos poderosos para selecionar projetos dominantes ou tecnologia específica 	<ul style="list-style-type: none"> • Padrões de qualidade e desempenho para fornecer orientação sobre como atingir uma meta • Articulando demandas de clientes líderes • Seleção e priorização de certas tecnologias
Desenvolvimento de externalidades positivas	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentando a atratividade para os clientes por meio de efeitos de rede • Economias de escala 	<ul style="list-style-type: none"> • Normas de redução de variedades para economias de escala • Normas de compatibilidade e interface para gerar efeitos de rede positivos
Criação e transferência de novos conhecimentos		<ul style="list-style-type: none"> • Fornecendo uma plataforma essencial na qual novas inovações podem surgir • Normas de medição e teste como um sistema de infra-tecnologias de apoio à cooperação em P&D • Canal de transferência de conhecimento codificando os resultados de P&D e facilitando uma comunicação eficiente
Experimentação empreendedora		<ul style="list-style-type: none"> • Promovendo a competição e nivelando o campo de jogo • Normas de qualidade e desempenho para melhorar a construção de competências • Normas de interoperabilidade para promover integração de produtos e suas interações

4.3 Políticas de incentivo para normalização

Reconhecendo sua importância, há uma consciência crescente da necessidade de uma abordagem sistemática e orientada para o futuro para a normalização em apoio à inovação tecnológica, de acordo com muitos especialistas e estudos políticos. Em particular, as organizações de normalização e os formuladores de políticas observam o valor potencial de estruturas robustas e processos de previsão para antecipar as necessidades futuras de normas, vinculando-as a pesquisas e outras atividades de inovação dentro de um quadro estratégico mais amplo.^{107,108} Consequentemente, tem havido uma série de esforços para realizar tais análises prospectivas estratégicas na prática, especialmente em áreas de tecnologia emergentes, para uma antecipação e gerenciamento eficazes da normalização.

Por exemplo, o Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia (*National Institute of Standards and Technology – NIST*) dos EUA desenvolveu uma série de estruturas conceituais e roteiros para coordenar atividades de normalização em vários domínios com oportunidades relacionadas a normas técnicas, incluindo smart grid, computação em nuvem e manufatura aditiva.^{109,110,111} Organismos de normalização na Alemanha adotam a abordagem de roadmapping como uma forma de antecipar as necessidades

¹⁰⁷ EUROPEAN COMMISSION. *A strategic vision for European standards: Moving forward to enhance and accelerate the sustainable growth of the European economy by 2020*. Brussels, 2011. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0311:FIN:EN:PDF>, Acesso em 12 fev. 2021.

¹⁰⁸ SCAPOLO, F. et al. *How will standards facilitate new production systems in the context of EU innovation and competitiveness in 2025?* Brussels, 2014. Disponível em: https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc-foresight-study-web_en.pdf, Acesso em: 2 abr. 2021.

¹⁰⁹ NIST. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*. 2010. Disponível em: http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf, Acesso em 14 mai. 2021.

¹¹⁰ HOGAN, M. et al. *NIST Cloud Computing Standards Roadmap - Version 1.0*. 2011. Disponível em: http://www.nist.gov/itl/cloud/upload/NIST_SP-500-291_Jul5A.pdf, Acesso em: 23 mar. 2021.

¹¹¹ NIST. *Measurement Science Roadmap for Metal-Based Additive Manufacturing*. 2013. Disponível em: https://www.nist.gov/system/files/documents/el/isd/NISTAdd_Mfg_Report_FINAL-2.pdf, Acesso em: 10 mai. 2021.

futuras de normalização em uma variedade de áreas interdisciplinares, como veículos elétricos e manufatura inteligente^{112,113,114} também desenvolveu um *roadmap* de padronização na área de manufatura aditiva, com foco na identificação de normas técnicas necessárias e formulação de estratégias para desenvolvê-las, para apoiar a indústria de manufatura aditiva por meio de gestão estratégica de normalização. O projeto da UE “Rumo a uma Estratégia Europeia em Biologia Sintética” (*Towards a European Strategy in Synthetic Biology – TESSY*) oferece outro exemplo em que atenção especial é dada à normalização estratégica como um apoio político eficaz para uma área emergente de biologia sintética.¹¹⁵

A partir da revisão das práticas existentes, parece que o *roadmap* de normalização é uma das ferramentas de política mais amplamente adotadas para apoiar a gestão estratégica e previsão da normalização, fornecendo perspectivas sistemáticas e orientadas para o futuro para o planejamento e desenvolvimento de estratégias de normalização de maneira apropriada e oportuna. Organismos de normalização em muitos países desenvolveram *roadmaps* de normalização em vários domínios tecnológicos e industriais onde o gerenciamento eficaz da normalização é de importância nacional estratégica, especialmente em áreas interdisciplinares emergentes. Observa-se que as atividades de *roadmap* levam a atividades de normalização mais alinhadas e harmonizadas, fornecendo uma plataforma para comunicação e colaboração de várias partes interessadas de diferentes origens, que são essenciais para uma normalização eficaz e oportuna.

Apesar de sua popularidade crescente, a compreensão atual dos exercícios de previsão sistemática para normalização – incluindo a realização dos *roadmaps* - é um tanto limitada, deixando desafios substan-

¹¹² NPE. The German Standardization Roadmap for Electromobility - Version 3.0. 2012. Disponível em: <https://www.din.de/resource/blob/77456/4407b11ea3d0ad1ac1a8889eab8e6b15/nr-3-0-en-data.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2021.

¹¹³ DKE. The German Standardization Roadmap Industrie 4.0. Frankfurt, 2014. Disponível em: <https://www.din.de/resource/blob/65354/1bed7e8d800cd4712d7d1786584a7a3a/roadmap-i4-0-e-data.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2021.

¹¹⁴ SASAM. Additive Manufacturing: Sasam Standardisation Roadmap. The European Technology Platform Manufuture, 2014.

¹¹⁵ TESSY. *Final report: TESSY Achievements and Future Perspectives in Synthetic Biology*. Karlsruhe, Germany, 2008.

ciais para os formuladores de políticas e Organismos de normalização ao adotar a abordagem. Na verdade, tem havido pouca literatura acadêmica abordando questões de antecipação ou previsão para a gestão estratégica da normalização de uma perspectiva de políticas públicas. Uma exceção notável é o trabalho de Goluchowicz & Blind,¹¹⁶ discutindo suas experiências de aplicação de estudos Delphi para identificar futuros campos de normalização. Há, portanto, uma falta de considerações abrangentes e sistemáticas de vários fatores que precisam ser levados em consideração em tais exercícios de previsão que visam antecipar as necessidades futuras de normalização e desenvolver estratégias relevantes.

5 ASPECTOS POTENCIAIS PARA REGULAMENTAÇÃO & NORMALIZAÇÃO

Uma vez descortinadas as funções que podem ser exercidas pela normalização, ou pela regulamentação técnica de forma mais geral, faz sentido que se explore os principais temas e desafios associados à exploração e produção do gás não convencional. Esta seção percorre os principais aspectos de preocupação da sociedade com a produção do gás não convencional, detalhando cada um desses aspectos para que seja possível extrair uma visão das oportunidades associadas ao desenvolvimento adequado de normalização e regulamentação técnica.

5.1 Riscos e impactos

O impacto ambiental e de saúde pública no desenvolvimento de exploração do gás de folhelho é altamente controverso. Os oponentes alertam sobre a poluição da água, terremotos e emissões de metano, enquanto a indústria afirma que pode prevenir esses problemas com técnicas apropriadas. O Conselho Canadense de Academias e o *Accountability Office* do Governo dos EUA observam lacunas no conhecimento dos impactos ambientais e

¹¹⁶ GOLUCHOWICZ, K.; BLIND, K. Identification of future fields of standardisation: An explorative application of the Delphi methodology. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 78, n. 9, p. 1526-1541, 2011.

de saúde no processo de produção de gás de folhelho.¹¹⁷ Uma coalizão de profissionais de saúde pública exige uma avaliação abrangente do impacto na saúde associado ao fraturamento hidráulico horizontal de alto volume antes de qualquer decisão ser adotada para acabar com a moratória ao “*fracking*” no estado de Nova York.

A regulamentação da indústria de petróleo e gás é principalmente de responsabilidade dos estados, no caso dos EUA. Oito leis federais e diversas leis ambientais e de saúde pública estaduais e locais se aplicam à produção convencional de petróleo e gás e às operações de fraturamento hidráulico. No entanto, o fraturamento hidráulico está isento da regulamentação da Agência de Proteção Ambiental nos Estados Unidos (United States Environmental Protection Agency – EPA) sob a Lei de Água Potável Segura.¹¹⁸

A Agência Internacional de Energia (IEA) alerta que o desenvolvimento de gás de folhelho pode ser retido ou interrompido se os operadores não tratarem adequadamente das questões ambientais. Propôs uma série de “regras de ouro” cuja aplicação pode garantir que os operadores tenham uma “licença social para operar”.¹¹⁹ A IEA estimou que as boas práticas ambientais aumentariam o custo dos poços de gás de folhelho em 7%.

5.1.1 Uso e potencial poluição de água

Um poço típico usa cerca de 25.000 metros cúbicos de água. Embora as operações de fraturamento hidráulico usem menos água do que algumas outras tecnologias de produção de energia (por exemplo, usinas térmicas de refrigeração ou plantas de irrigação para produção de biocombustíveis),

¹¹⁷ Information on shale resources, development, and environmental and public health risks/ GOA, 2012; Environmental impacts of shale gas extraction in Canada / Council of Canadian Academies, 2014. Disponível em: <https://www.gao.gov/products/gao-12-732>. Acesso em 28 fev. 2021.

¹¹⁸ The exemption is known as the “Halliburton loophole” since it was reportedly introduced into the 2005 Energy Policy Act by then Vice-President Dick Cheney, the former CEO of Halliburton, an oilfield services company.

¹¹⁹ Golden rules for a golden age of gas, IEA, 2012. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/golden-rules-for-a-golden-age-of-gas>. Acesso em 25 mar. 2021.

seu uso de água pode se tornar problemático em situações de escassez de água e competição com outros usuários de água.¹²⁰

Cerca de 20% a 25% da água injetada retorna à superfície. Essa água é colocada em tanques de evaporação, injetada em formações profundas ou liberada em águas superficiais após o tratamento. Cada vez mais, a água é tratada e reutilizada, reduzindo assim a quantidade total necessária para o fraturamento. Além disso, água potencialmente salina ou contaminada pode continuar a fluir do fundo do poço para a superfície durante toda a sua vida útil e também deve ser tratada.

Produtos químicos potencialmente perigosos, que são adicionados à água para garantir o sucesso das operações de fraturamento hidráulico, geram preocupações ambientais. Muitas vezes não se sabe exatamente quais produtos químicos são usados, uma vez que alguns operadores tratam a composição dos fluidos de fraturamento hidráulico como um segredo comercial. Embora eles possam usar patentes para proteção,¹²¹ violações podem ser difíceis de se identificar e demonstrar. No entanto, tem havido uma tendência para mais transparência, e muitos operadores divulgam os produtos químicos usados no registro nacional de produtos químicos de fraturamento hidráulico. Alguns estados dos EUA exigem divulgação e, em maio de 2014, a EPA lançou uma consulta sobre novas regras para divulgação de produtos químicos.

É improvável que a contaminação das águas subterrâneas com produtos químicos ou metano resulte da fraturação hidráulica das rochas de folhelho, uma vez que normalmente ocorre a uma profundidade de 1.500 a 3.000 metros, muito abaixo das águas subterrâneas. No entanto, a falha de revestimentos de poços pode levar à contaminação das águas subterrâneas, bem como vazamentos de metano. A extensão do problema é desconhecida; um conjunto de dados mostra que 506 dos 8.030 poços no folhelho de Marcellus foram relatados como tendo falhas internas ou

¹²⁰ Energy-water nexus: The energy sector's water use / Congressional Research Service, August 2013. Disponível em: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R43199.pdf>. Acesso em 18 mai. 2021.

¹²¹ CRAVEN, J. Fracking secrets: The limitations of trade secret protection in hydraulic fracturing. *Vanderbilt Journal of Entertainment & Technology Law*, v. 16, n. 2, 2014.

externas na barreira do poço.¹²² Durante a fase de perfuração, o metano também pode contaminar as águas subterrâneas.

As rochas nas quais petróleo e gás são encontrados também podem conter materiais radioativos de ocorrência natural, como o rádio, que pode vir à superfície junto com a água.¹²³ Esses materiais radioativos também podem contaminar equipamentos de perfuração, canos e tanques de armazenamento. Alguns estados dos EUA têm regulamentações para medir o material radioativo na produção de petróleo e gás e para minimizar os riscos aos trabalhadores e ao público.

5.1.2 Uso da terra

Um grande número de poços deve ser perfurado para explorar uma região que contenha gás de folhelho - até seis por km². Na região dos poços de gás de folhelho US Barnett, no Texas, quase 15.000 poços foram perfurados em uma área de 13.000 km² até 2010. Poços, estradas e infraestrutura de oleodutos podem perturbar habitats naturais.

Uma plataforma de perfuração, um local temporário de perfuração, tem aproximadamente o tamanho de dois campos de futebol. O uso da terra pode ser reduzido com a perfuração de vários poços a partir de uma única plataforma de perfuração. Em 2013, as plataformas de múltiplos poços representaram 58% dos poços perfurados nos EUA, em comparação com apenas 5% em 2006. A plataforma de perfuração pode ser parcialmente removida e o terreno restaurado após a conclusão de um poço.

5.1.3 Poluição do ar

A produção de gás natural resulta em emissões de metano, compostos orgânicos voláteis formadores de fumaça e óxidos de nitrogênio, bem como poluentes atmosféricos tóxicos, incluindo formaldeído e sulfeto de hidrogênio. As emissões vêm de operações normais, manutenção, interrupções do sistema e vazamentos.

¹²² DAVIES, R. et al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, March 2014

¹²³ EPA. Naturally occurring radioactive materials: oil and gas production wastes.

Em 2012, a EPA emitiu normas para reduzir a poluição do ar associada à produção de petróleo e gás.¹²⁴ Isso resultou não apenas em benefícios ambientais, mas também econômicos, uma vez que o gás natural capturado pode ser usado ou vendido.

5.1.4 Tremores de terra

A injeção de águas residuais da produção de petróleo e gás em poços subterrâneos apresenta algum risco de causar pequenos terremotos. O processo de fraturamento também pode causar pequenos terremotos sob certas condições geológicas, sugerem estudos geológicos. Em resposta a essas descobertas, governos têm tomado determinadas medidas de mitigação. Como exemplo, o estado de Ohio reforçou suas condições de permissão de fraturamento hidráulico.¹²⁵

5.1.5 Impactos sociais

A perturbação para as comunidades rurais inclui ruído e gases de escape do tráfego de caminhões, bombas movidas a diesel e outros equipamentos. Uma única operação de fraturamento hidráulico requer 600 a 1100 viagens de caminhão unilateral para trazer equipamentos, água e areia para o local de um poço. Caminhões pesados costumam causar danos às estradas rurais. O fluxo de trabalhadores causa problemas sociais, como aumento dos aluguéis e estresse na infraestrutura local.

¹²⁴ Overview of final amendments to air regulations for the oil and natural gas industry / EPA, 2012. Disponível em: <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry>. Acesso em 15 mar. 2021.

¹²⁵ Induced Seismicity Potential in Energy Technologies, National Research Council, 2013; Ohio geologists link small quakes to fracking, Associated Press, 11 April 2014

5.1.6 Impactos climáticos

A contribuição das operações de extração de gás de folhelho para as mudanças climáticas tem sido um assunto polêmico. Os proponentes afirmam que a exploração apresenta benefícios positivos para o clima, suportada pela ideia de que o gás de folhelho pode fornecer um combustível de transição adequado, permitindo-nos mudar de combustíveis fósseis intensivos em carbono para um combustível mais limpo composto por um mix de energia. Os defensores desta afirmação dizem que a queima de gás em usinas libera aproximadamente metade das emissões de carbono do carvão, tornando o gás de folhelho uma opção mais ecológica em comparação com o carvão.

No entanto, os defensores do outro lado afirmam que a questão das mudanças climáticas é desafiador e que, mesmo que reduzamos pela metade as emissões do carvão, não será suficiente para as necessidades de redução de emissões globais.¹²⁶ Um estudo produzido pela DG Clima sob os auspícios da Comissão Europeia, corroborou o fato de que as atividades de gás de folhelho eram mais intensivas em carbono do que as convencionais na produção de combustíveis de gás e petróleo.¹²⁷ As emissões de GEE liberadas quando o gás de folhelho é queimado, também aumentam os níveis emitidos para a atmosfera. Portanto, concluem que a exploração e produção de gás de folhelho não pode ser considerada como fonte de baixa emissão de carbono, e com base no crescente conjunto de evidências, poderia de fato ser tão prejudicial para o clima como carvão.

Em 2010, as emissões de GEE foram as mais altas registradas na história, levando os níveis atmosféricos em mais de 350 partes por milhão (ppm), que é considerado o nível de limite seguro para estabilizar o aquecimento em cerca de 2º Celsius.¹²⁸ Isso significa que uma transição gradual

¹²⁶ HOWARTH, R. et al. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. 2011. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0061-5>. Acesso em: 05 mar. 2021.

¹²⁷ EUROPEAN COMMISSION. Climate Impact of Potential Shale Gas Production in the EU, 2012. DG Climate Action. Disponível em: <http://www.ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2021.

¹²⁸ Shale Gas: A provisional assessment of climate change and environmental impacts. Tyndall Centre, 2011. University of Manchester. Disponível em: <https://>

promovida por meio da dependência do gás não é mais uma opção viável. A IEA ilustrou que um mix global de energia dependente do gás natural elevaria os níveis atmosféricos de GEEs a 650 ppm de CO₂ - resultando em consequências catastróficas para a temperatura global, representando um aumento de mais de 3,5 °C no longo prazo.¹²⁹

O impacto das emissões do gás tem gerado preocupação tanto a nível nacional como global. Evidências por meio de pesquisas científicas sugerem que o gás de folhelho pode, de fato, ser tão prejudicial ao clima como dependente do carvão. Isso ocorre porque o metano liberado durante o processo de extração é bastante incomum. Cada vez mais, as emissões fugitivas de metano são causadas por 'refluxo', retornando à superfície, acompanhado por grandes quantidades de metano. O metano é da mesma forma liberado por meio de vazamentos, no processamento e durante o transporte. No entanto, esses canais onde o metano é liberado podem ser limitado usando as melhores práticas, mas não pode ser completamente evitado.¹³⁰

Quando comparado ao dióxido de carbono, o metano é um GEE muito mais potente. Sua contribuição para a mudança climática é 32 vezes maior do que o dióxido de carbono em um período de 100 anos ou mais. Em média, 3,6 a 7,9 por cento da produção total de um poço de gás de folhelho é perdido por meio de emissões fugitivas de metano.¹³¹ Além disso, a Academia de Ciências Americana relatou que é provável que os vazamentos de gás natural em locais de poços individuais sejam elevados o suficiente quando combinados aos vazamentos de operações de vapor.¹³²

www.research.manchester.ac.uk/portal/files/36728313/FULL_TEXT.PDF. Acesso em: 05 mai. 2021.

¹²⁹ Idem 110.

¹³⁰ HOWARTH, R. et al. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. 2011. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0061-5>. Acesso em: 05 mai. 2021.

¹³¹ ALVAREZ, R. et al. Greater Focus Needed On Methane Leakage From Natural Gas Infrastructure. 2012. Disponível em: <http://www.pnas.org/content/early/2012/04/02/1202407109.full.pdf>. Acesso em: 05 mai. 2021.

¹³² Disponível em: <http://www.nature.com/news/air-sampling-reveals-high-emissions-from-gas-field-1.9982>. Acesso em 05 mai. 2021.

6 NORMALIZAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO DE GAS DE FOLHELHO E BOAS PRÁTICAS EXISTENTES

Esta seção resgata algumas das principais iniciativas regulatórias e normativas associadas ao desenvolvimento do gás não convencional. Focalizou-se a situação particular da Comunidade Européia, somando-se à experiência dos Estados Unidos, considerando-se como núcleos relevantes de desenvolvimento deste mercado, e maduros nas propostas regulatórias para tratamento adequado das questões de preocupação com impactos ambientais e sociais. Faz-se um levantamento preliminar sobre as bases existentes no Brasil que, embora não tratando diretamente a questão do gás de folhelho, abordam aspectos associados ao meio ambiente.

6.1 Regulação europeia

A Comissão Europeia adotou a Recomendação 2014/70/EU¹³³ em janeiro de 2014. A recomendação estabelece os princípios mínimos que podem ser usados para os Estados-Membros da Comunidade Européia que procuram desenvolver a exploração e produção de hidrocarbonetos usando fraturamento hidráulico de alto volume (HVHF)¹³⁴. Os princípios visam garantir que as atividades possam ser realizadas com salvaguardas apropriadas e adequadas para público e meio ambiente, que os recursos sejam usados de forma eficiente e que o público seja informado. Além disso, a recomendação visa fornecer um quadro comum para as autoridades competentes, operadores e entidades civis. Os princípios são definidos para as principais áreas de:

- Planejamento do projeto;
- Avaliação de impactos e riscos ambientais;
- Integridade do poço;
- Linha de base para medições e monitoramento;

¹³³ Sobre os princípios mínimos para a exploração e produção de hidrocarbonetos (como gás de xisto) usando fraturamento hidráulico de alto volume (HVHF).

¹³⁴ Definido como injetar 1.000 m³ ou mais de água por estágio de fraturamento ou 10.000 m³ ou mais de água durante todo o processo de fraturamento em um poço.

- Redução de emissões;
- Uso de fluidos de fraturamento; e
- Disseminação de informação.

A recomendação incluía um convite aos Estados-Membros para apresentarem relatórios anuais à Comissão, bem como as medidas postas em prática em resposta às recomendações. Além disso, a Comissão ficou responsável por avaliar a eficácia das recomendações. Em particular, a revisão deveria incluir uma avaliação da aplicação das recomendações, o andamento da troca de informações sobre as melhores técnicas disponíveis (BAT), da aplicação de documentos de referência BAT relevantes, bem como qualquer necessidade de atualização das disposições presentes nas recomendações. Para transmitir os resultados desse trabalho de revisão, a Comissão sugeriu desenvolver um painel de avaliação do desempenho dos Estados-Membros acessível ao público.

A Tabela 5 apresenta uma lista de Diretrizes e Regulamentos Europeus que foram revisados como parte deste trabalho e refletem os componentes mais significativas do “acervo comunitário” no que diz respeito ao gás de folhelho.

Tabela 5 Resumos das principais Diretivas e Regulamentações Europeias

Referência	Medidas
Strategic Environmental Assessment Directive (SEAD)	Directive 2001/42/EC of the European Parliament and of the Council of 27 June 2001 on the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment (OJ L 197, 21.7.2001, p. 30-37)
Environmental Impact Assessment Directive (EIAD)	Directive 2011/92/EU of the European Parliament and of the Council of 13 December 2011 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment (OJ L 26, 28.1.2012, p. 1-21)
Habitats Directive (HD)	Council Directive 92/43/EEC of 21 May 1992 on the conservation of natural habitats and of wild fauna and flora (OJ L 206, 22.7.1992, p. 7-50) Directive 2009/147/EC of the European Parliament and of the Council of 30 November 2009 on the conservation of wild birds (OJ L 20, 26.1.2010, p. 7-25)
Mining Waste Directive (MWD)	Directive 2006/21/EC of the European Parliament and of the Council of 15 March 2006 on the management of waste from extractive industries and amending Directive 2004/35/EC (OJ L 102, 11.4.2006, p. 15-34)

Tabela 5 Resumos das principais Diretivas e Regulamentações Europeias

Referência	Medidas
Water Framework Directive (WFD)	Directive 2000/60/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2000 establishing a framework for Community action in the field of water policy (OJ L 327, 22.12.2000, p. 1–73)
SEVESO II	Council Directive 96/82/EC of 9 December 1996 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances (OJ L 10, 14.1.1997, p. 13–33)
SEVESO III	Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC (OJ L 197, 24.7.2012, p. 1–37)
Environmental Liability Directive (ELD)	Directive 2004/35/CE of the European Parliament and of the Council of 21 April 2004 on environmental liability with regard to the prevention and remedying of environmental damage (OJ L 143, 30.4.2004, p. 56–75)
Groundwater Directive (GD)	Council Directive 80/68/EEC of 17 December 1979 on the protection of groundwater against pollution caused by certain dangerous substances (OJ L 20, 26.1.1980, p. 43–48)
Groundwater Deterioration Directive (GWD)	Directive 2006/118/EC of the European Parliament and of the Council of 12 December 2006 on the protection of groundwater against pollution and deterioration (OJ L 372, 27.12.2006, p. 19–31)
Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals Regulation (REACH)	Regulation (EC) No 1907/2006 of the European Parliament and of the Council of 18 December 2006 concerning the Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals (REACH), establishing a European Chemicals Agency, amending Directive 1999/45/EC and repealing Council Regulation (EEC) No 793/93 and Commission Regulation (EC) No 1488/94 as well as Council Directive 76/769/EEC and Commission Directives 91/155/EEC, 93/67/EEC, 93/105/EC and 2000/21/EC (OJ L 396, 30.12.2006, p. 1–849)

6.2 Normas americanas

O *American Petroleum Institute* (API) produz normas técnicas, práticas recomendadas, especificações, códigos e publicações técnicas, relatórios e estudos que cobrem todas as partes da indústria de petróleo e gás. Para *upstream*, as publicações da API cobrem estruturas offshore e sistemas de produção flutuantes, produtos tubulares, válvulas e equipamentos de

cabeça de poço, equipamentos de perfuração e produção. Dentro a área downstream, as publicações do API abordam as operações de *marketing* e *pipeline*, e equipamentos de refinaria, incluindo tanques de armazenamento, sistemas de alívio de pressão, compressores, turbinas e bombas. O API também tem uma série de publicações nestes áreas que abrangem todos os setores da indústria, abrangendo incêndio e segurança, práticas de meio ambiente e medição de petróleo e gás.¹³⁵

Subcomitês e grupos de trabalho compostos por especialistas da indústria desenvolvem as normas técnicas do API. Esses grupos identificam as necessidades de mercado e, em seguida, desenvolvem, aprovam e revisam as normas e outras publicações técnicas. Novos projetos devem ser justificados por necessidades comerciais e de segurança. Os subcomitês de redação de normas e grupos de tarefas são abertos a representantes de grupos que são materialmente afetados pelas normas. Esses incluem empresas de petróleo e gás, fabricantes e fornecedores, empreiteiros e consultores e representantes de agências governamentais e acadêmicas.

Grupos de redação responsáveis pelas normas técnicas do API fazem seu trabalho através de reuniões e troca de e-mail, webinars e desenvolvimento de textos através de sistemas de colaboração eletrônica. A adesão corporativa ao API não é um requisito para a participação no processo. Representantes “Partes materialmente afetadas” podem participar de reuniões de redação das normas, podem analisar os textos em desenvolvimento das normas e ter seus comentários considerados.

Normas desenvolvidas pelo API, em vários estágios de desenvolvimento (novo projeto, votação preliminar e votação final) são anunciados periodicamente no American National Standards Institute (ANSI)¹³⁶ e na página da Web do API.¹³⁷

Um recurso importante do processo do API é o desenvolvimento de consenso. Consenso não significa aprovação unânime, mas requer que, de

¹³⁵ MILLER, D. L. How API's Shale Gas Standards and Best Practices support sustainable shale gas development. Disponível em: <https://ascelibrary.org/doi/10.1061/9780784413654.055>. Acesso em: 14 mai. 2021.

¹³⁶ Disponível em: <https://www.ansi.org/>. Acesso em: 15 mai. 2021.

¹³⁷ Disponível em: <https://www.api.org/>. Acesso em: 15 mai. 2021.

forma objetiva, as partes afetadas chegaram a um acordo substancial. O consenso exige que os pontos de vista e objeções sejam consideradas e que um esforço seja feito para resolver as diferenças. Porque seu processo é baseado em consenso e, também, em função do atendimento a outros requisitos estabelecidos dentro do processo de normalização Americano, o API é reconhecido como uma Organização de Desenvolvimento de Normas (Standards Developing Organization – SDO) credenciada pela ANSI. Isso significa que os procedimentos de normas do API foram revisados e aprovados pela ANSI, e que a API é regularmente auditada em relação a esses procedimentos para demonstrar conformidade.

Para manter as normas do API atualizadas com novos desenvolvimentos de tecnologia e experiências no campo, elas são revisadas pelo menos a cada cinco anos, e às vezes com mais frequência, para determinar se precisam ou não ser revisados, reafirmadas ou canceladas. O programa do API também financia pesquisas sobre desenvolvimentos de tecnologia para melhorar os seus padrões de desenvolvimento de normalização. Os comitês do API também respondem a consultas técnicas e solicitações de interpretações, muitas das quais são usadas para atualizar os próprios padrões.

Considerados pelo mercado como de qualidade relevante, as normas específicas do setor de petróleo e gás produzidos pelo API oferecem muitos benefícios ao mercado, promovendo práticas de engenharia seguras e comprovadas no projeto, fabricação, instalação e operação de materiais e equipamentos em operações e instalações petrolíferas. Elas tem por objetivos:

- Melhorar a segurança
- Melhorar o desempenho ambiental
- Reduza os custos de engenharia
- Melhorar a intercambialidade do equipamento
- Melhorar a qualidade do produto
- Promover custos mais baixos de equipamentos

O API também opera diversos programas de qualidade, avaliação da conformidade e qualificação de pessoal com base nas normas desenvolvidas pelo Instituto de forma a garantir a competência de fabricantes, inspetores e equipamentos.

Embora as normas do API sejam desenvolvidas, publicadas e implementadas pela indústria de forma voluntária, muitas vezes são incorporados às regulamentações estaduais e federais nos Estados Unidos. As normas técnicas do API são referenciados nos regulamentos da *Coast Guard, Environmental Protection Agency, Federal Trade Commission, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Occupational Safety and Health Administration, Bureau of Safety and Environmental Enforcement, Bureau of Land Management*, e nos códigos Americanos de proteção contra incêndio, instalações elétricas e de construção da maioria dos estados. Desta forma, as normas do API ajudam a produzir regulamentos que são baseados em ciência sólida e práticas de engenharia – um benefício muito importante para a indústria, o governo e a sociedade.

A partir de 2009, o API publicou uma série de cinco normas que suportam o desenvolvimento do gás de folhelho para o mercado Americano. Em termos gerais, essas normas técnicas apresentam as melhores práticas de construção da indústria e tratam da integridade de poços (HF1), da gestão de água (HF2), mitigação dos impactos na superfície (HF3), proteção ambiental (51R) e práticas de concretagem para isolar potenciais zonas de fluxo (65-2).

A primeira norma desenvolvida na série API de gás de folhelho é o HF1 (RP 100-1), Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines, 1st Edition, October 2009. É a primeira norma publicada como chave para o desenvolvimento sustentável do gás de folhelho tratando de forma adequada do projeto e integridade do poço.

O objetivo do documento considera fornecer orientações e destacar as melhores práticas recomendadas da indústria para construção e integridade de poços que irão ser operados por fraturamento hidráulico.¹³⁸ A orientação fornecida na norma auxilia a garantir que os aquíferos subterrâneos rasos e o meio ambiente são protegidos, ao mesmo tempo permitindo o desenvolvimento economicamente viável de recursos de petróleo e gás natural. Este documento se aplica igualmente a poços na vertical, direcional ou configurações horizontais.

¹³⁸ States Experience with Hydraulic Fracturing, A Survey of the Interstate Oil and Gas Commission. July, 2002.

Uma seção chave sobre sustentabilidade e proteção ambiental é tratada no capítulo 7 da norma, “Diretrizes para Construção de Poços”. Abrange os quatro componentes principais de condutor, superfície, intermediário, e revestimentos para produção. As várias colunas de revestimento são usadas para garantir proteção para a água subterrânea. Esta seção também observa que, além das recomendações, os operadores devem estar cientes das condições geológicas locais e regulamentos estaduais. As profundidades de revestimento do poço são determinadas com antecedência como parte do plano de perfuração e são projetadas para garantir o isolamento, atender aos requisitos regulamentares, alcançar a integridade do poço e conter a pressão de extração.

A segunda norma publicada na série API para gás de folhelho foi a HF2 (RP 100-2), *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*, 1st Edition, June 2010, que trata a gestão da água. A gestão deste recurso extremamente valioso é parte integrante do desenvolvimento sustentável de gás de folhelho.

O objetivo deste documento é identificar e descrever as melhores práticas atuais da indústria usadas para minimizar os impactos ambientais e sociais associado à aquisição, uso, gestão, tratamento e descarte de água e outros fluidos associados ao processo de fraturamento hidráulico.¹³⁹ Enquanto o documento se concentra principalmente em questões associadas ao fraturamento hidráulico como suporte ao desenvolvimento de gás de folhelho, também descreve as distinções importantes relacionadas com fraturamento hidráulico em outras aplicações. Além disso, este guia focaliza aspectos de áreas associadas com uso de água para fins de fraturamento hidráulico, e não aborda outras questões de gestão de água e considerações associadas com exploração, perfuração e produção de petróleo e gás.

O capítulo 7 do guia é considerada uma seção importante associada à sustentabilidade e proteção ambiental, tratando da gestão da água e des-

¹³⁹ ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Wells on Underground Sources of Drinking Water. Office of Ground Water and Drinking Water report, June 2004.

carte associado ao fraturamento hidráulico.¹⁴⁰ Esta seção aborda as licenças de um poço e os requisitos para o descarte de fluidos de fraturamento e fluxo de retorno da água.

Os operadores devem se preparar para o gerenciamento e descarte adequados, trabalhando com as agências reguladoras estaduais, regionais e locais para garantir a qualidade das águas superficiais e subterrâneas.¹⁴¹ Os destinos potenciais primários para fluidos de refluxo e produção incluem geralmente o seguinte: poços de injeção, que são regulamentados por um programa federal de controle de injeção de fluidos subterrâneos¹⁴² (UIC); instalações de tratamento de águas residuais municipais; instalações de tratamento de resíduos industriais; outros usos industriais; e reciclagem ou reutilização de água de refluxo do fraturamento hidráulico. Em muitas dos Estados Unidos a reciclagem está se aproximando de 90% para o refluxo de água.

A terceira norma publicado na série API, *HF3 (RP 100-2), Practices for Mitigatin Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing, 1st Edition, January 2011* fala sobre gás de folhelho aborda a mitigação de impactos de superfície. O objetivo deste documento é identificar e descrever as práticas atualmente utilizadas na indústria de petróleo e gás natural para minimizar os impactos no ambiente de superfície - impactos potenciais nas águas superficiais, solos, vida selvagem, outros ecossistemas superficiais e comunidades próximas - associadas às operações de fraturamento hidráulico. O documento se concentra principalmente nas questões associadas às operações de desenvolvimento de gás de folhelho mas, a espelho dos outros textos normativos citados anteriormente, também descreve aspectos importantes relacionadas ao sistema hidráulico fraturamento em outras aplicações.

¹⁴⁰ GROUND WATER PROTECTION COUNCIL. State Oil and Gas Regulations Designed to Protect Water Resources. May 2009.

¹⁴¹ GROUND WATER PROTECTION COUNCIL. Inventory and Extent of Hydraulic Fracturing in Coalbed Methane Wells in the Producing States. 1998.

¹⁴² A Agência de Proteção Ambiental Americana (United States Environmental Protection Agency – EPA) estabelece programas de controle de injeção de fluidos no subterrâneo (Underground Injection Control – UIC). Disponível em: <https://www.epa.gov/uic/uic-program-guidance>. Acesso em: 15 mai. 2021.

A seção que trata sobre Gestão de Produtos Químicos e Materiais é considerada parte chave do texto normativo relativo à sustentabilidade e proteção ambiental, e estabelece a posição do API sobre Políticas na divulgação de aspectos químicos envolvidos nas operações de fraturamento hidráulico. Em resumo, o API apóia a transparência quanto à divulgação dos ingredientes químicos usados na operações de fraturamento hidráulico para garantir que os reguladores estaduais tenham a capacidade de avaliar as necessidades potenciais de resposta a incidentes e realizar planejamentos adequados, respeitando as devidas proteções de confidencialidade. Além disso, são endossados os programas estaduais que equilibram a necessidade de proteger as informações comerciais confidenciais da empresa de serviços petrolífero com o a necessidade de conhecimento público. Apoia-se adicionalmente o uso do site FracFocus¹⁴³ para que as empresas possam divulgar os aditivos utilizados. Este site, administrado pela *Ground Water Protection Concil* e o *Interstate Oil and Gas Compact Commission*, foi lançado em Janeiro de 2011 e fevereiro de 2014 contava com mais de 793 empresas participantes; 599 empresas relatoras; e mais de 65.600 poços incluídos no banco de dados.

A quarta norma técnica publicada na série API de gás de folhelho nasceu de uma prática recomendada, 51R, *Environmental Protection for OnShore Oil and Gas Production Operations and Leases, 1st Edition, July 2009 (Reaffirmed July 2015)* que havia sido publicada originalmente em meados de 1970 e foi atualizada para abordar as práticas de gás de folhelho.

A norma fornece práticas ambientalmente saudáveis para operações onshore de produção de gás. Pretende-se que seja aplicável a empreiteiros e operadores. As instalações consideradas no escopo do documento incluem todas as instalações de produção, incluindo instalações de tratamento de água produzida. Áreas offshore estão fora do escopo do documento. A cobertura operacional começa a partir do projeto e construção de estradas de acesso e locais dos poços, e inclui recuperação, abandono e operações de restauração. Compressão de gás para fins de transmissão ou operações de produção, manutenção de pressão ou recuperação de óleo

¹⁴³ The national hydraulic fracturing chemical disclosure registry – FracFocus. Disponível em: <https://fracfocus.org/>. Acesso em: 18 mai. 2021.

também estão incluídas; no entanto, processamento de gás para recuperação de líquidos não é abordada.

O Anexo A do documento fornece orientação para uma empresa ser considerada como um “bom vizinho”. O texto aborda a importante relação entre o operador e o arrendatário. O API também reconhece a importância do relacionamento entre a operadores e a comunidade, e está desenvolvendo uma nova norma (HF4) que trata do Engajamento da comunidade.

A quinta norma publicada na série API de gás de folhelho sustentável foi a de identificação 65-2, *Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, 2nd Edition, December 2010 (Reaffirmed November 2015)* sobre o isolamento de zonas de fluxo potencial.

Esta norma contém práticas para isolar zonas de fluxo potencial, um elemento fundamental na manutenção da integridade do poço. O foco desta norma é a prevenção de vazamentos através das barreiras que são instaladas durante a construção do poço.

As barreiras que vedam o poço e as pressões ou fluxos de formação podem incluir barreiras mecânicas, como selos, concreto ou cabeça hidrostática, ou barreiras operacionais como práticas de detecção de fluxo. Barreiras operacionais são práticas que resultam na ativação de uma barreira física. Embora as barreiras físicas possam ser dominantes, a confiabilidade total do sistema de um projeto específico depende da existência de ambos tipos de barreiras.

Uma seção chave de sustentabilidade que trata da proteção ambiental é apresentada na norma sobre Práticas de concretagem e fatores que afetam o sucesso deste processo, que inclui uma introdução e discussão dos seguintes tópicos: qualidade da perfuração, fluido de perfuração, elementos de revestimento, tolerâncias e outras considerações de restrição de fluxo, projeto de engenharia, testes, preparação e condicionamento do Poço, trabalhos de execução de concretagem da trabalhos e operações de pós-concretagem.

O *Bulletin HF4 (BULLETIN 100-3), Community Engagement Guidelines, 1st Edition* é uma nova norma que foi desenvolvida após o conjunto inicial, e atraiu o interesse de um grupo diversificado de partes interessadas

As diretrizes presentes neste texto normativo descrevem o que as comunidades podem esperar dos operadores. Empresas operadoras de

petróleo e gás reconhecem os desafios associados às atividades de desenvolvimento de um novo recurso de exploração, que pode incluir aumento do tráfego rodoviário, ruído e flutuações populacionais dentro de uma comunidade. Princípios de integridade, transparência e consideração pela comunidade sustentam as preocupações sobre operações responsáveis. Operadores conscienciosos estão empenhados em ajudar as comunidades a alavancar a presença de sua indústria para alcançar resultados positivos e benefícios de longa duração.

Tanto as partes interessadas quanto os operadores locais podem usar esta orientação. O texto foi desenvolvido para reconhecer os desafios e impactos que ocorrem durante a presença da indústria em uma determinada região. Ele fornece estratégias flexíveis e adaptáveis, reconhecendo que a aplicação varia de operadora para operadora e de comunidade para comunidade. Vários operadores já aplicam diretrizes ou processos semelhantes em suas operações. Essas diretrizes são típicas e razoáveis e geralmente se aplicam em condições normais de operação. O uso dessas diretrizes fica a critério de cada operador individual.

Os operadores reconhecem que diferentes partes interessadas podem ter diferentes níveis de preocupações e questões, que também podem estar em conflito entre si. O trabalho conjunto para resolver tais conflitos é considerado um elemento importante do envolvimento da comunidade.

Estas diretrizes têm como objetivo principal apoiar projetos de petróleo e gás em terra nos Estados Unidos para desenvolvimentos do gás de folhelho; no entanto, elas podem ser adaptadas a qualquer projetos de petróleo e gás nos Estados Unidos ou em outros países que tenham a intenção de adotá-las.

6.3 Regulação brasileira

Esta sub-seção descreve a política e a estrutura regulatória para petróleo e gás no Brasil. Apresenta detalhes em um ordem cronológica, construindo ao longo do tempo o quadro da legislação relevante para a gestão de efeitos ambientais associados ao petróleo e gás não convencionais. Inclui referência à gestão dos efeitos ambientais associados ao petróleo e gás convencional.

6.3.1 Requisitos regulatórios ambientais para indústria de óleo e gás

A Lei nº 6.938, de 1981, em seu art. 10, exige o “licenciamento ambiental prévio” para a “construção, instalação, ampliação e operação de estabelecimentos e atividades que façam uso de recursos ambientais, considerados eficazes ou potencialmente poluentes, bem como aqueles que tendem, sob qualquer forma, a causar degradação ambiental”.

A lei também instituiu o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), formado por “órgãos e entidades do governo federal, dos estados, do distrito federal, dos territórios e dos municípios, entre outras instituições públicas, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade do meio ambiente”. A lei instituiu o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), órgão consultivo e deliberativo, com o propósito de “aconselhar, estudar e propor ao Conselho de Governo, diretrizes para políticas de meio ambiente e recursos naturais, e deliberar, no âmbito de sua competência, sobre padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essenciais para uma qualidade de vida saudável”.

A Resolução CONAMA nº 01/1986 define impacto ambiental como

qualquer alteração na natureza física, química e propriedades biológicas do meio ambiente, causadas por qualquer forma de matéria ou energia resultante da ação humana atividades que, direta ou indiretamente, afetem a saúde, a segurança e o bem-estar da população; social e atividades econômicas; a biota; as condições estéticas e de saúde do meio ambiente; e a qualidade de recursos ambientais.

Além disso, especifica que, entre outras atividades, a implantação de oleodutos e gasodutos e a extração de petróleo e gás natural dependerão do desenvolvimento de uma avaliação de impacto ambiental (em inglês: *environmental impact assessment* – EIA) e seus relatório de impacto ambiental (em inglês: *environmental impact report* – RIMA), a ser submetido à aprovação do órgão ambiental competente. O texto define uma escala apenas no caso de linhas de transmissão (acima de 230KV) e geração de energia (acima 10 MW).

A Resolução CONAMA nº 23/1994 foi a primeira norma a estabelecer procedimentos específicos para o licenciamento ambiental de atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás natural. A resolu-

ção define diferentes categorias de licença ambiental, para cada fase da atividade de exploração e produção (perfuração, instalação e produção), bem como os estudos obrigatórios correspondentes a cada um deles.

A Resolução CONAMA nº 237/1997 determina que

a licença ambiental para projetos e atividades considerada eficaz ou potencialmente causadora de degradação ambiental significativa dependerá de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório (EIA / RIMA), ... submetido a audiências públicas, quando apropriado, de acordo com os regulamentos.

A resolução estabelece, portanto, que a decisão sobre a quantidade de impacto depende do órgão ambiental antes do desenvolvimento do estudo. Esta Resolução aplica-se a qualquer tipo de atividade ou projeto e não especificamente ao setor de petróleo e gás.

A resolução CONAMA nº 237/1997 também definiu as competências dos três níveis de governo (Federal, estados e municípios) quanto à concessão de licenças ambientais:

- Órgão federal de meio ambiente, o IBAMA é responsável por “projetos e atividades de relevante impacto ambiental nacional ou regional:¹⁴⁴” localizado ou desenvolvido em conjunto no Brasil e em um país vizinho; no mar territorial; na plataforma continental; na zona de economia exclusiva; em terras indígenas ou unidades de conservação federais; localizado ou desenvolvido em dois ou mais estados; cujos impactos ambientais diretos se estendam além dos limites territoriais do país ou de um ou mais estados; relacionado a material radioativo, ou utilizando energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações ...; e bases ou projetos militares.”
- As agências ambientais estaduais são responsáveis pelas licenças em terra. A exceção neste caso aplica-se a oleodutos ou linhas sísmicas que abrangem mais de um estado e devem ser avaliados por IBAMA.

¹⁴⁴ A definição da “significância” do impacto do projeto ou atividade cabe ao “órgão ambiental competente”.

Dado que as duas resoluções coexistem, o órgão federal de meio ambiente adotou uma abordagem pragmática quanto ao licenciamento da atividade de petróleo e gás - a Resolução nº 23/1994 é utilizada para os casos considerados ambientalmente menos impactantes, e a Resolução nº 237/1997 nas situações mais complexas que requerem mais estudos ambientais abrangentes.

Vale ressaltar que, de acordo com a resolução, o órgão ambiental tem discricionariedade no que diz respeito a definição da significância dos efeitos ambientais e, conseqüentemente, quanto aos requisitos e condicionantes ao processo de concessão da licença ambiental. Se a agência ambiental define os impactos como significativos, o EIA será obrigatório e medidas mais rigorosas serão exigidas para emitir o licença ambiental. Nesta fase, um projeto pode ser recusado por motivos ambientais, se os efeitos forem significativos e não podem ser controlados ou mitigados.

No caso das atividades de petróleo e gás, cada etapa do processo de exploração e produção (levantamentos sísmicos, perfuração, testes estendidos de poços, produção e transporte) provavelmente exigirão autorização. A Resolução nº 237, no entanto, admite uma licença ambiental única para “pequenos projetos e atividades semelhantes na mesma vizinhança ou àqueles incluídos em planos de desenvolvimento previamente aprovados pelo órgão governamental responsável, desde que definida uma responsabilidade jurídica única para todo o conjunto de atividades”. A título de exemplo, o IBAMA vem adotando um abordagem regional das atividades de perfuração da estatal brasileira – Petrobras, em algumas bacias offshore. Neste caso, um único estudo ambiental, incluindo modelagem de vazamento de petróleo, bem como programas de monitoramento e planos de contingência, viabiliza o licenciamento de um determinado número de projetos no mesmo processo administrativo do licenciamento. O procedimento restringe-se, no entanto, ao conjunto de tarefas ou atividades, no âmbito da “responsabilidade legal” de um único empresário.

A Portaria nº 422 foi publicada pelo Ministério do Meio Ambiente em 2011 que trata dos procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e projetos de petróleo e gás offshore e na transição terra-mar. A portaria especifica tipos de licenças, prazos e estudos necessários para as atividades de sísmica, perfuração, testes estendidos de poços, produção e transporte em ambiente offshore. Para cada atividade de o ciclo de

vida de exploração e produção, a portaria especifica estudos e restrições específicas de acordo com a sensibilidade ambiental da área e faixa de profundidade e / ou distância da costa.

O regulamento, buscou detalhar os procedimentos necessários para o licenciamento e, assim, superar possíveis ambigüidades decorrentes da aplicação das Resoluções CONAMA nº 23 e nº 237. Ressalta-se que o licenciamento específico para as atividades onshore, inclusive aquelas relacionadas ao petróleo e a indústria de gás, continua a ser tratada com base nas duas Resoluções do CONAMA. Considerando que as atividades em terra incluem projetos “lineares”, como implantação de dutos e pesquisas sísmicas e essas atividades eventualmente se estendem por mais de um estado ou incluem atividades com significativo nível ambiental nacional ou impacto regional, eles também podem ser uma questão de competência do órgão ambiental federal.

A Lei Complementar nº 140 foi publicada em 2012 pelo governo federal com o objetivo de uma definição de competências para o licenciamento ambiental. O papel do governo federal e dos estados não mudaram; entretanto a nova lei eliminou o critério referente à “extensão” dos impactos como determinantes para a definição da competência de licenciamento. Portanto, a distinção de competências agora é definida apenas no local da atividade. Assim, a responsabilidade do órgão federal em licenciar permaneceu restrito a empreendimentos localizados ou desenvolvidos em conjunto no Brasil e em país vizinho; em dois ou mais estados; no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva; em terras indígenas; dentro unidades de conservação federais (por exemplo, parques e reservas nacionais); bem como projetos militares; ou aqueles envolvendo material radioativo ou o uso de energia nuclear.

A lei não menciona mais aqueles projetos “cujos impactos ambientais diretos se estendem além do limites territoriais do país ou de um ou mais estados”.¹⁴⁵ Por outro lado, abre a possibilidade de ampliação da

¹⁴⁵ Um exemplo de “empreendimento localizado ou desenvolvido em conjunto no Brasil e em país vizinho” é a hidrelétrica de Itaipu no rio Paraná localizada na fronteira entre o Brasil e o Paraguai; “Em dois ou mais estados” refere-se a outro caso em que o projeto está exatamente na fronteira de dois ou mais estados. Para o setor de óleo e gás, refere-se a dutos ou linhas sísmicas.

autoridade federal, incluindo projetos de acordo com “tipologias a serem estabelecidas por ato do Poder Executivo, com base em proposições de uma Comissão Tripartite Nacional,¹⁴⁶ assegurou a participação de sócio do CONAMA, e considerados os critérios de porte, potencial poluidor e o natureza da actividade ou projecto”. Tais tipologias devem ser definidas por decreto a ser publicado. A proposta é transferir a responsabilidade da licença ambiental do estado para o órgão federal, para projetos como pequenas centrais hidrelétricas acima de uma determinada capacidade de geração, algumas instalações portuárias em águas interiores e “produção de recursos não convencionais”. Se assim for, a licença ambiental para fase exploratória em terra, incluindo a perfuração de poços, será concedida e supervisionada pelo estado, até a comercialização da reserva não convencional ser estabelecida e a fase de produção se iniciar, quando o IBAMA assumirá o processo de licenciamento. Em consequência, ao considerar petróleo e gás não convencional, a mesma atividade (por exemplo, fraturamento hidráulico, com injeção de altos volumes de fluido associado a poços horizontais), que ocorrerão tanto na fase exploratória quanto na fase de produção, serão permitidos pelo estado na fase de exploração e permitida pelo órgão federal na fase de produção. No entanto, até o momento, não há definição de quais estudos ou procedimentos serão exigidos das concessionárias por qualquer uma das agência ambiental estadual ou federal.

6.3.2 Regulamentações sobre outras atividades

Outros aspectos ou atividades relacionados à indústria de óleo e gás são tratados por outras regulamentações específicas, como segue:

Tomada de terra: é necessária autorização do proprietário do terreno (inclusive para sísmicas), mas como os recursos subterrâneos são propriedade da União, o “acordo” é obrigatório em fundamentos práticos; caso contrário, a terra pode ser desapropriada. Restrições de permissão deter-

¹⁴⁶ Uma Comissão formada por representantes do governo federal, estados, distrito federal e municípios, com o objetivo de promover a gestão ambiental compartilhada e descentralizada entre as instâncias federativas.

minadas por o órgão ambiental pode proibir a atividade em determinadas áreas devido à presença de vegetação (por exemplo, ribeirinha).

Recuperação de áreas: existem resoluções da ANP regulamentando a recuperação de áreas após atividade sísmica; perfuração e fase de produção. Abandono de poço também é tratado por resolução da ANP. Essas resoluções e outras restrições são frequentemente exigidas por órgãos ambientais estaduais.

Efeitos sobre a biodiversidade: (perda direta de habitat e vida selvagem, impactos na conectividade de “linear características”, como implantação de dutos, impactos de ruído e intrusão) são considerados no EIA ou outros estudos e cabe ao órgão ambiental exigir mudanças ou medidas de mitigação no projeto original.

Efeitos sobre a qualidade do ar das atividades de construção/transporte: algumas agências ambientais de estados exigem estudos sobre os efeitos das atividades na qualidade do ar e exigem as necessárias mudanças ou medidas de mitigação no projeto original.

Efeitos sobre cursos de água e águas subterrâneas de descargas e liberações acidentais: Alguns órgãos estaduais exigem o monitoramento de cursos d’água e lençóis freáticos no área potencialmente afetada.

Efeitos sobre os recursos hídricos da demanda adicional: O uso da água sob domínio federal é regulamentado pela Lei Federal nº 9.433/1997. Uma outorga específica é exigida pela Agência Nacional de Águas (ANA) para agenciamento em caso de “derivação ou captação de corpo d’água para consumo final, inclusive fornecimento público ou entrada do processo produtivo; a extração de água do aquífero subterrâneo para consumo final ou como insumo para o processo produtivo; lançamento de esgoto e outros resíduos líquidos ou gasosos, tratados ou não, para fins de diluição, transporte ou destinação final; uso de recursos de água para fins de geração hidrelétrica; outros usos que modificam o sistema, o quantidade ou qualidade da água existente em um corpo d’água”. Embora a Lei Federal nº 9.433/1997 determine que a extração de água de aquíferos para consumo final ou para uso em um o processo produtivo esteja sujeito ao direito de uso da água (art. 12), a Constituição Federal Brasileira estabelece que a água subterrânea é um bem de domínio do Estado e, em conseqüência, o direito de uso da água será concedida pelo estado onde se localiza a

atividade. Cada estado tem basicamente o mesmo regulamento para o uso da água. No entanto as resoluções do CONAMA relacionadas à licença ambiental não mencionam explicitamente o uso de água.

A água produzida no ambiente offshore é tratada pela Resolução CONAMA nº 393/2007; os planos de emergência são considerados na Resolução CONAMA nº 398/2008; a classificação dos corpos de água, diretrizes ambientais para a estrutura, condições e padrões para lançamento de efluentes, entre outras questões, são tratadas pelas Resoluções CONAMA nº 357/2005 e nº 430/2011; a Resolução CONAMA 396/2008 fornece a classificação das águas subterrâneas.

Gestão de resíduos, incluindo gestão de águas residuais: geralmente, a licença é emitida condicionalmente exigindo o desenvolvimento de um programa de gestão de resíduos previamente aprovado pelo órgão de meio ambiente. O descarte de água produzida offshore é regulamentada pela resolução CONAMA nº 393/2007 e a injeção ou descarte de água produzida deverão ser detalhados nos planos de desenvolvimento aprovados pela ANP, referentes aos campos de produção. O IBAMA tem procedimentos determinados para a destinação de cascalhos de perfuração e óleo e lamas de base sintética, no mar (por exemplo, lamas sintéticas à base de petróleo podem ser descartadas quando aderidas às estacas de perfuração e com concentração de hidrocarbonetos poliaromáticos inferior a 10 ppm).

Efeitos nas mudanças climáticas de fugitivos, ventilados e queimadas: resolução ANP nº 249/2000 estabelecer limites para queima e ventilação, mas não para emissões fugitivas. Embora não esteja claro padrões ou limites definidos em qualquer legislação específica, o IBAMA impõe restrições à queima associada a uma licença ambiental (por exemplo, licença ambiental para “Operação” de uma plataforma offshore - “nenhuma produção de óleo e gás natural é autorizada além do período de 150 dias desde o início da produção, caso não seja possível a reinjeção do gás excedente”). Não há proibição do uso de lagoas na resolução ANP nº 21/2014 (fraturamento hidráulico).

Compromissos “locais” para usar mão de obra local: nenhum requisito em vigor. No entanto, as concessionárias consideram o uso de mão de obra local um “impacto positivo” no estudo do meio ambiente.

Compromissos de monitoramento e fechamento de poço: compromissos/obrigações uma vez que os poços são concluídas são consideradas na resolução ANP nº 21/2014.

Compensação por emissão de GEE: IBAMA vem exigindo compensação pelas emissões de GEE durante testes de poços estendidos e até mesmo durante a fase de produção de campos offshore.

6.3.3 Reservatórios não convencionais

A ANP publicou resolução específica (Resolução ANP nº 21/2014), com base em ampla compilação de experiências internacionais, com o objetivo de regulamentar “a perfuração de poços seguida do emprego da técnica de fraturamento hidráulico para a produção de recursos não convencionais”. Especificamente, estabeleceu os requisitos essenciais e normas de segurança para operação e preservação do meio ambiente para a atividade de fraturamento hidráulico em um reservatório não convencional.

A Resolução define “fraturamento hidráulico em reservatório não convencional” como a “técnica de injeção de fluidos pressurizados em um poço, em volumes acima de 3.000 m³, com o objetivo de criar fraturas em um determinado formação rochosa cuja permeabilidade é inferior a 0,1 mD, possibilitando a recuperação dos hidrocarbonetos contidos nesta formação”. Inclui requisitos para:

- Sistemas de Gestão Ambiental;
- Estudos e levantamentos necessários para a aprovação das operações de perfuração seguidas de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional;
- Projeto de poço com fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais; e
- Regulamentos Técnicos.

A Resolução também afirma que a aprovação do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais pela ANP será dependente, entre outros requisitos, da “apresentação pelo operador de licença ambiental emitida pelo órgão competente, com autorização específica para operações de fraturamento hidráulico em ambientes de reservatórios não convencionais, quando aplicável”.

A legislação ambiental até o momento não inclui nenhuma exigência de estudos ou procedimentos específicos relativos ao fraturamento hidráulico no caso de responsabilidades federais ou em casos considerados como

competências estaduais. Em ambos os casos, tais estudos e procedimentos podem ser exigidos como condição para a aprovação e emissão de licenças ambientais prévias à perfuração e produção. Também é possível que tais estudos e os procedimentos sejam definidos no âmbito de um conjunto de novos tipos de licenciamento especificamente relacionados à perfuração e produção de não convencionais. No Reino Unido, de acordo com a Lei de Infraestrutura de 2015, uma operadora precisa obter um consentimento de fraturamento hidráulico do Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (DECC), onde o fraturamento hidráulico é proposto em uma profundidade abaixo de 1000m.

7 LACUNAS E OPORTUNIDADES NO BRASIL

Explora-se nesta seção as questões gerais sobre as oportunidades existentes no campo da regulamentação técnica e normalização aplicadas à produção de gás não convencional. Parte-se de um resgate das questões principais que esta pesquisa buscou tratar e busca-se destacar os formatos possíveis de regulamentação a serem desenvolvidos para garantir grau de sustentabilidade adequado para este novo setor de exploração de recursos naturais. Por fim, são relacionados os elementos mais importantes que merecem atenção da sociedade para a construção potencial de um arcabouço regulatório e técnico mais consistente no Brasil.

7.1 Contexto geral

A exploração e produção de gás de folhelho representam uma oportunidade significativa para muitos países. Poderia ajudar a abordar a segurança energética, os custos de energia e a necessidade de fontes de energia de transição na direção de um futuro de baixo carbono. O Brasil, como um dos 10 países que, coletivamente, possui cerca de 80% dos recursos estimados de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis do mundo,¹⁴⁷ deve

¹⁴⁷ US Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, 2013

considerar de forma apropriada o potencial para exploração e produção de gás de folhelho. No entanto, como ocorre com outras nações,¹⁴⁸ considerando o potencial de exploração e produção de gás não convencional, o desenvolvimento associado ao gás de folhelho no Brasil também levanta preocupações em relação aos efeitos potenciais no meio ambiente.

O Brasil está adotando uma abordagem comedida para o desenvolvimento de uma estrutura regulatória e normativa para garantir a segurança e gestão ambientalmente responsável dos efeitos decorrentes do fraturamento hidráulico.¹⁴⁹ Assim como a Europa, a exploração não convencional de petróleo e gás no Brasil está em sua infância, e há uma oportunidade indiscutível de aproveitar os estudos e a experiência dos reguladores, normalizadores e decisores políticos na Europa, nos Estados Unidos, e em outros lugares para identificar os principais efeitos decorrentes do fraturamento hidráulico e as lições aprendidas para desenvolver e implementar as medidas necessárias para minimizar os riscos para o meio ambiente e comunidades na exploração desses recursos.

Este trabalho é uma pequena contribuição para uma análise preliminar sobre os núcleos potenciais de interesse ao desenvolvimento de normalização e regulamentação, fornecendo algumas informações preliminares sobre Reino Unido, Estados Unidos e Europa como parte da revisão da prática internacional. Ele está baseado na identificação de evidências de formulação de políticas internacionais, marcos regulatórios, normas técnicas e estudos sobre os prováveis efeitos significativos e principais riscos associados ao fraturamento hidráulico; no entanto, reconhece-se uma situação de desenvolvimento inicial das atividades de exploração na Europa, e uma maior robustez de experiências obtidas através do desenvolvimento de ações no mercado dos EUA. Ao considerar sua aplicabilidade no Brasil, é obviamente necessária uma análise mais aprofundada

¹⁴⁸ BIO Intelligence Service. Presentation of the results of the public consultation “Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe” Brussels – 7th June 2013, for the European Commission and DG Environment. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Presentation_07062013.pdf. Acesso em: 24 mai. 2021.

¹⁴⁹ Análise de pesquisa internacional promovida para debate através de fóruns de partes interessadas – projeto PROMINP.

que considere os diferentes contextos socioeconômico, regulatório, ambiental, normativo, geológico e político. O tempo também é um importante fator. Vários estudos dos EUA refletem práticas anteriores em diferentes estados dos EUA, de uma indústria emergente operando sob diferentes ambientes regulatórios que não seriam repetidos no Brasil. Adicionalmente, a experiência em processos de normalização no mercado Americano, particularmente no setor de petróleo e gás, é bastante distinto. Por exemplo, evidências dos EUA sugerem que até 750 produtos químicos foram usados entre 2005 e 2009 na produção de gás de folhelho em todo o EUA¹⁵⁰ e que incluiu o uso de substâncias tóxicas e cancerígenas, como benzeno e chumbo. Atendendo à intenção declarada na Resolução ANP nº 21/2014 de preservar o meio ambiente e aplicar as melhores práticas, parece improvável que as mesmas preocupações destacadas nos EUA em relação ao uso regulamentado de produtos químicos no fluido de fratura seria repetido, dada a incompatibilidade com os objetivos declarados da Resolução ANP.

O trabalho tentou abordar preliminarmente às seguintes questões associadas às oportunidades normativas e regulatórias que deveriam ser enfrentadas no Brasil com vistas à exploração e produção de gás de folhelho:

- Quais são os prováveis efeitos significativos e os principais riscos associados ao fraturamento hidráulico como mecanismo para se extrair gás de folhelho?
- Esses efeitos podem ser efetivamente evitados, minimizados ou mitigados para garantir que os riscos para o ambiente, a saúde humana e comunidade podem ser geridos de forma eficaz?
- Quais regulamentos e normalização podem ser utilizados para lidar com os riscos específicos para o meio ambiente, saúde humana e comunidade devido ao fraturamento hidráulico?
- Que lições podem ser aprendidas com as estruturas regulatórias e normativas empregadas no Reino Unido, na Europa e nos Estados Unidos para a gestão dos riscos associados ao fraturamento hidráulico que podem ser relevantes para o contexto brasileiro?

¹⁵⁰ *US House of Representatives Committee on Energy and Commerce in CIWEM (2014) Shale Gas and Water: An independent review of shale gas exploration and exploitation in the UK with a particular focus on the implications for the water environment*

7.2 Opções de estruturas regulatórias

Um pré-requisito básico fundamental para que a regulamentação, de qualquer tipo e nível, seja consistente e equitativa, é garantir que as mesmas condições se apliquem a todos os operadores da indústria em atividades semelhantes. Isso sugere um processo regulatório detalhado e prescritivo, que requer tipos tratamentos específicos de tecnologia, por exemplo. Esta categoria de regulação é conhecida como “comando e controle” (C&C), que têm a tendência de impedir incentivos para inovação tecnológica e organizacional associadas aos aspectos de segurança. Uma abordagem intermediária que pode abordar as lacunas que a regulamentação C&C não consegue atender é o uso de normas técnicas associadas a requisitos legais. Essas normas tentam fornecer níveis adequados de segurança, especialmente em indústrias que experimentam mudanças constantes, pois tendem a promover a integração do conhecimento especializado de uma forma mais rápida que o da regulamentação legal formal.

A indústria de gás de folhelho compartilha a mesma dinâmica de mudanças. Um ponto de vista simplificador sobre a distinção entre uma regra e uma norma é que as regras são aplicadas “*ex ante*”, e as normas “*ex post*”. Por exemplo, uma regra pode fornecer uma lista de substâncias tóxicas específicas que não podem ser liberadas no meio ambiente, enquanto uma norma pode apenas proibir a liberação de substâncias “altamente tóxicas” e deixar a determinação de quais substâncias são “altamente” tóxicas para o julgamento do especialista, após o fato.¹⁵¹ Os agentes e profissionais da indústria se envolvem para formular as várias regras e procedimentos que definem o que o estado atual de conhecimento considera uma boa prática para determinadas atividades. A seguir são apresentadas as três principais alternativas para o comando tradicional e regulação de controle.

Regime de Responsabilidade: Esses regimes são aplicáveis ao sistema de responsabilidade civil. Eles podem ser bastante punitivos e confiar em última análise, no poder coercitivo do estado, como o regulamento de “comando e

¹⁵¹ STIMEL, D. Paly Fair! Innovating internal self-regulation in the market for profit. *Business Horizons*, v. 61, n. 1, p. 115-124, 2018.

controle”.¹⁵² Embora dependam da influência coercitiva do estado, não são coordenados pelo estado. Em vez disso, eles dependem de cidadãos para reconhecer prejuízos e fazer cumprir as regras uns dos outros.

Regulamentação baseada no mercado: Nesse tipo de regulação, o regulador, para atingir seu objetivo regulatório, aproveita o poder do mercado através do uso de incentivos, impostos regulatórios, comercialização e subsídios para encorajar o cumprimento dos padrões de segurança. Um exemplo mais conhecido desta regulamentação baseada no mercado é o comércio de emissões. Este esquema funciona pelo regulador criando e supervisionando um mercado de créditos de emissões que podem ser negociados livremente entre empresas regulamentadas. A vantagem neste comércio de emissões, bem como impostos regulatórios e outros esquemas baseados em valor monetário, é que eles procuram influenciar o comportamento das empresas¹⁵³ no mercado, distorcendo a estrutura de incentivos para levar em conta as externalidades.

Autorregulação: Esses são programas voluntários iniciados por participantes da indústria que vão além da conformidade, tais como autopoliciamento, auditoria, divulgação de informações, regulamentação contratual e participação das partes interessadas que mudam responsabilidades como estabelecimento de normas, monitoramento e aplicação a partes privadas que têm sido tradicionalmente assumidas pelos governos.¹⁵⁴ A ideia de autorregulação tem sido observada em algumas profissões, como direito e medicina, por um longo período de tempo. Esta suposição decorre do orgulho profissional e interesse por manter a reputação da profissão. Isso ilustra que os próprios colegas são os reguladores mais rígidos.¹⁵⁵

¹⁵² ODED, S. Inducing corporate compliance: A compound corporate liability regime. *International Review of Law and Economic*, v. 31, n. 4, p. 272-283, 2011.

¹⁵³ WILSON, E. J. et al. Assessing a Liability Regime for Carbon Capture and Storage Energy. *Procedia*, v. 1 n. 1, p. 4575-4582, 2009.

¹⁵⁴ NIELSEN, K. S. From prediction to process: A self-regulation account of environmental behaviour change. *Journal of Environmental Psychology*, v. 51, p.189-198, 2017.

¹⁵⁵ A paper by the National Audit Office of the UK government. Using alternatives to regulation to achieve policy objectives. Better Regulation Executive. 2014. Disponível em: <https://www.nao.org.uk/wpcontent/uploads/2014/06/Using-alternatives-to-regulation-to-achieve-policy-objectives1.pdf>. Acesso em: 19 abr. 2021.

Do ponto de vista jurídico, a ideia de autorregulação corporativa e profissional refere-se a regras e normas formuladas por uma associação da indústria para garantir o cumprimento voluntário de membro da mesma profissão ou setor. Isso pode incluir monitoramento voluntário e esquemas de relatórios, o uso de auditorias e esquemas para aumentar o envolvimento da comunidade e de partes interessadas no processo regulatório. Esses tipos de programas tentam internalizar certos aspectos-chave do Estado de Direito nas atividades regulamentadas. Um exemplo típico na área de segurança como tese sobre a redução de riscos que resultem em danos para a sociedade é o das normas e práticas recomendadas da API para empresas de petróleo e gás, bem como o programas de responsabilidade e cuidados da indústria do setor químico.¹⁵⁶

Ao contrário dos regimes de responsabilidade, a autorregulação compartilha as mesmas características, pois atua principalmente “ex ante”, antes da ocorrência de qualquer incidente. A justificativa é que os especialistas da indústria gostam mais que reguladores do governo porque este mecanismo cria espaço para normas específicas de empresas contra os regras aplicáveis à indústria formulados por reguladores governamentais. No entanto, esquemas autorregulatórios podem agir “ex post”, por exemplo, em situações onde a punição deve ser dado a infratores por se envolverem em práticas fraudulentas corporativas.

Embora a auto-regulação como alternativa aos estilos tradicionais de regulação tenha gerado debates acalorados na comunidade jurídica na última década, devido ao pressuposto de que está sujeito a seleção adversa, por exemplo as empresas que participam do programa não melhoram seu desempenho real em circunstâncias onde não há sanções e empresas de baixa qualidade optarão por participar para se beneficiar das vantagens de reputação que membros desfrutam sem serem obrigados a arcar com os custos da mudança, a autorregulação tende a ser eficiente na medida em que os órgãos privados têm acesso a informações de melhor qualidade do que os reguladores do Estado.

¹⁵⁶ MARCOVICI, M. The Fracking Debate. Published in the USA, 2013.

Isso faz com que os primeiros participantes monitorem e apliquem as normas de forma mais barata e é mais fácil para eles promover a atualização das normas, para que se atualizem com a evolução da tecnologia disponível na indústria.

7.3 Temas relevantes a serem tratados

No tratamento das implicações ambientais e de outros impactos associados na exploração de produção de gás de folhelho no Brasil, vários temas de interesse podem ser extraídos da pesquisa realizada por este trabalho. A seguir são destacados os pontos mais importantes que se mostram evidentes e que podem ser considerados como oportunidades específicas a serem adequadamente tratadas pela regulamentação local, quer seja através de regulamentos legais ou através de normalização técnica.

Condições de base: O estabelecimento de condições ambientais básicas pode ser considerado para facilitar a avaliação de impacto confiável que possam estar suportados por amplo apoio da sociedade. Como parte da conclusão de levantamentos aplicáveis a projetos individuais, pode-se considerar que condições de linha de base sejam estabelecido para:

- Qualidade do ar
- Qualidade da água de superfície
- Qualidade da água subterrânea (e quaisquer zonas de proteção de fonte de água subterrânea)
- Pontos de captação de água potável
- Condição do terreno (solo)
- Disponibilidade de recursos hídricos (atual e prevista)
- Tráfego (particularmente presença de grandes veículos na malha local)
- Ruído (níveis ambientais para o dia e a noite e os principais receptores)
- Biodiversidade e quaisquer espécies ou habitats protegidos
- Microsismicidade incluindo modelo conceitual de condições geológicas
- Presença de infiltrações de metano

- Uso do solo, infraestrutura e edifícios existentes
- Poços subterrâneos existentes, estruturas

Operações: O controle sobre a realização de operações que envolvem as atividades de exploração e produção do gás de folhelho deve ser considerado como essencial para evitar e minimizar os impactos ambientais e sociais adversos. Os seguintes elementos podem ser considerados dentro potenciais para tratamento de regulamentações (requisitos) e/ou normalização (requisitos e boas práticas):

- Biodiversidade
- Uso da terra, geologia e solo
- Água e controle de contaminação
- Ar
- Mudanças climáticas (emissões)
- Poluição e uso de recursos
- Aspectos culturais
- Saúde
- Entorno (tráfego, ruído, outros)
- Perfuração e construção do poço
- Segurança

Monitoramento: Exigir monitoramento contínuo das condições ambientais ao longo do ciclo de vida (exploração, produção e estágios de abandono) para facilitar a gestão contínua e avaliação de desempenho (a ser realizada como parte do cumprimento das condições de licenciamento, por exemplo) pode incluir:

- Qualidade do ar
- Qualidade da água de superfície
- Qualidade da água subterrânea
- Pontos de captação de água potável
- Condição do terreno (solo)
- Disponibilidade de recursos hídricos
- Tráfego

- Ruído
- Volumes de água e origem
- Substâncias químicas e natureza e volumes do propante
- Fonte e uso de energia
- Emissão de gases de efeito estufa
- Volumes de lama de perfuração e tratamento
- Taxa de retorno da superfície da água de refluxo
- Volume de água produzido e solução de tratamento
- Biodiversidade
- Sismicidade induzida por fraturamento
- Presença de infiltrações de metano
- Volume de derramamentos, natureza, localização e limpeza

Como parte do monitoramento dos principais tópicos, as informações devem ser usadas para atualizar modelos (para fluxos de água subterrânea, vias, microseismicidade) para garantir que o programa de fraturamento seja baseado nas informações mais recentes. O monitoramento e os controles microsísmicos e de poço durante as operações devem ser usados para garantir que fraturas e poluentes do sistema hidráulico não se estendem além das formações produtoras de gás e não resultam em eventos ou incidentes sísmicos ou de poluição.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho conseguiu tratar de forma preliminar questões importantes sobre a abordagem regulatória e normativa envolvendo as atividades de exploração e produção do gás de folhelho, incluindo aspectos de impactos ambientais e sociais como oportunidades a serem exploradas. Fica claro que alguns dos riscos apresentados no processo de fraturamento hidráulico, processo de extração do gás não convencional que foi prioritariamente abordado nesta pesquisa, são abordados por legislações existentes, ao menos nos ambientes analisados do Reino Unido, União Européia e Estados Unidos. No Brasil, o aparato legal existente para tratamento de exploração e produção de óleo e gás, embora sem contar com particularidades que

envolvam diretamente a produção de gás não convencional, também oferece alguma orientação e/ou requisitos a serem atendidos com o objetivo de controlar ou mitigar impactos adversos das atividades envolvidas na produção do gás de folhelho.

O ambiente regulatório e normativo pesquisado indica a existência de condições de promoção para o estabelecimento de padrões mínimos das atividades de gás de folhelho, bem como para a compreensão da necessidade e a importância de realizar avaliações mais profundas e sistemáticas sobre os impactos, e ser capaz de avaliar os efeitos cumulativos das atividades de gás de folhelho junto ao ambiente e sociedade. Há, portanto, confiança na mitigação dos impactos do gás de folhelho aplicando as melhores práticas convencionais e automonitoramento da indústria de óleo e gás.

Os exemplos analisados indicam também a pré disposição de utilizar recomendações disponíveis, incluindo guias e boas práticas indicadas na normalização, como forma de garantir proteção adequada, e não necessariamente atuando através de regulamentos legais formais que possam inibir o desenvolvimento de atividades de fraturamento hidráulico.

A construção de normas por consenso indica que o público envolvido com as atividades de exploração e produção do gás de folhelho pode ser consultado e fornecer informações construtivas que podem ser utilizadas em um processo de tomada de decisão por parte das agências reguladoras e de governos. De outra forma, outras partes interessadas também podem aportar dados e informações a respeito das preocupações com impactos ao meio ambiente e à comunidade local. No entanto, reconhece-se os desafios na construção de marcos regulatórios mais precisos que indiquem claramente que a indústria de petróleo e gás tem interesse no cumprimento de legislação e leva a sério os impactos do fraturamento hidráulico.

O desenvolvimento da exploração e produção de gás de folhelho deve ser considerada no ambiente nacional como oportunidade de diversificação energética e garantia de suprimento num movimento de transição para fontes alternativas de energia. Desta forma, as configurações legais, regulatórias, políticas e naturais vão determinar a capacidade do país em aproveitar tal oportunidade na exploração sustentável de seus recursos locais de gás de folhelho, bem como a capacidade dos operadores de administrar os projetos de forma viável e lucrativa.

O quadro regulatório e normativo atual indica que as preocupações ambientais levantadas pelas atividades de gás de folhelho não foram ainda totalmente compreendidas, somando-se a falta de confiança legal e a desconfiança do público. Foi possível evidenciar que, na experiência dos países de referência analisados, estão disponíveis uma série de relatórios, comentários, emendas de diretivas, propostas de regulação e recomendações que apresentam diferentes ideias sobre como a legislação do gás de folhelho pode ser melhorada, mas até agora há falta de novas regras ou padrões que abordem efetivamente as principais preocupações do desenvolvimento do gás de folhelho.

No entanto, entende-se que o caminho a ser trilhado na busca pela sustentabilidade na exploração do gás não convencional está vinculado à capacidade do país em organizar o debate técnico a respeito das diversas áreas de interesse potencial vinculadas aos impactos ambientais e sociais, bem como às boas práticas a serem adotadas pela indústria, buscando-se o equacionamento dessas áreas de interesse e uma resposta robusta para a sociedade. Neste sentido, o desenvolvimento da normalização nacional pode ocupar uma posição importante na construção e encaminhamento desse debate.

REFERÊNCIAS

- AEA et al. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing. a report for the European Commission AEA/R/ED57281, 2012.
- ALDHOUS, P. Special Report “Drilling into the Unknown”. *New Scientist*, n. 2.849, p. 8–10, 2012. Disponível em: <https://www.newscientist.com/article/dn21389-fracking-health-risks-drilling-into-the-unknown/>. Acesso em: 22 abr. 2021.
- ALLEN, R. H.; SRIRAM, R. D. The Role of Standards in Innovation. *Technological Forecasting and Social Change*, v. 64, n. 2-3, p.171–181, 2000.
- ALVAREZ, R. et al. Greater Focus Needed On Methane Leakage From Natural Gas Infrastructure. 2012. Disponível em: <http://www.pnas.org/content/early/2012/04/02/1202407109.full.pdf>. Acesso em: 05 mai. 2021.
- AMEC et al. Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction: final report to European Commission and DG Environment, August 2014.
- AMEC. Strategic Environmental Assessment for Further Onshore Oil and Gas Licensing: Environmental Report, report for DECC, December 2013

BAMBERGER M.; OSWALD, E. R. Impacts of gas drilling on human and animal health new solutions v. 22, n. 1, p. 51–77. Baywood Publishing Co., Inc, 2012.

BAMBERGER, M.; OSWALD, E. R. Long-term impacts of unconventional drilling operations on human and animal health. *J Environ Sci Health*, V. 50, p. 447-459, 2015.

BERGEK, A. et al. Analyzing the functional dynamics of technological innovation systems: A scheme of analysis. *Research Policy*, v. 37, n. 3, p.407–429, 2008.

BERGHOLZ, W.; WEISS, B.; LEE, C.. Benefits of standardization in the microelectronics industries and their implications on nanotechnology and other innovative industries, Geneva. 2006. Disponível em <http://www.iec.ch/about/globalreach/academia/pdf/bergholz-1.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2021.

BERR. Regulation and innovation: evidence and policy implications. London, 2008. Disponível em <https://www.yumpu.com/en/document/view/5453669/regulation-and-innovation-evidence-and-policy-implications-pdf>. Acesso em 20 abr. 2021.

BIDDLE, B. et al. The Expanding Role and Importance of Standards in the Information and Communications Technology Industry. *Jurimetrics*, v. 52, p. 177-208, 2012.

BIO Intelligence Service. Presentation of the results of the public consultation “Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe” Brussels – 7th June 2013, for the European Commission and DG Environment. Disponível em: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Presentation_07062013.pdf . Acesso em: 29 abr. 2021.

BLIND, K.; GAUCH, S. Research and standardisation in nanotechnology: evidence from Germany. *The Journal of Technology Transfer*, v. 34, n. 3, p. 320-342, 2009.

BLIND, K. Standardisation as a Catalyst for Innovation. Inaugural Address Research in Management Series. 2009. Disponível em: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1527333 . Acesso em: 12 mai. 2021.

BLOOMBERG BUSINESS. Brazil Prepares to Surprise Drillers This Time With Gas, 8th February 2013. Disponível em: <http://www.bloomberg.com/news/2013-02-08/brazil-prepares-to-surprise-drillers-this-time-with-gas.html> . Acesso em: 29 abr. 2021.

BLUMENTHAL, M.; CLARK, D. Excerpts from Realizing the Information Future: The Internet and Beyond. In: KAHIN, B.; ABBATE, J. (Eds.). *Standards Policy for Information Infrastructure*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, p. 430-439, 1995.

BRADY, R. A. *The Rationalization Movement in German Industry: A Study in the Evolution of Economic Planning*, Berkeley, CA: University of California Press, 1993.

BRANSCOMB, L. M.; KAHIN, B. Standards Processes and Objectives for the National Information Infrastructure. *Standards Policy for Information Infrastructure*. Cambridge, MA: The MIT Press, p. 3–31, 1995.

BROWN, D. et al. Understanding exposure from natural gas drilling puts current air standards to the test. *Rev Environ Health*. doi:10.1515/revh-2014-0002, 2014.

BROWN, D. R.; LEWIS, C.; WEINBERGER, B. I. Human exposure to unconventional natural gas development: a public health demonstration of periodic high exposure to chemical mixtures in ambient air. *J Environ Sci Health*, Part A, v. 50, p. 460–472, 2015.

CHARLEZ, P. An introduction to shale oil and gas Shale drilling site in Pennsylvania -photo Helge Hansen -Statoil, 2015.

CIE. Standards and the economy. Sydney, 2006. Disponível em https://www.pc.gov.au/inquiries/completed/standards/submissions/standards_australia_cie/subdr133.pdf. Acesso em 23 abr. 2021.

CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. Energy-water nexus: The energy sector's water use. August, 2013. Disponível em: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R43199.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2021.

COMMISSION RECOMMENDATION. January 2014, on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing (2014/70/EU).

DAVID, P. A. Some new standards for the economics of standardization in the information age. In: DASGUPTA, P.; STONEMAN, P. (Eds.). *Economic Policy and Technological Performance*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, p. 206–239, 1987.

DKE, 2014. The German Standardization Roadmap Industrie 4.0. Frankfurt, 2014. Disponível em <https://www.din.de/resource/blob/65354/1bed7e8d800cd4712d7d1786584a7a3a/roadmap-i4-0-e-data.pdf>. Acesso em 28 mar. 2021.

DUPONT, C. et al. Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected member states final report. 2013. Disponível em: <http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Final%20Report%2024072013.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2021.

European Commission, 2011. A strategic vision for European standards: Moving forward to enhance and accelerate the sustainable growth of the European economy by 2020, Brussels. Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0311:FIN:EN:PDF>. Acesso em 12 fev. 2021.

European Commission, Climate Impact of Potential Shale Gas Production in the EU", (2012), DG Climate

Action. Disponível em <http://www.ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>.

Acesso em 08 mai. 2021.

EC (2015) DG Environment, Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction. AMEC Final Report. Disponível em https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/study_management_ei.pdf. Acesso em 22 abr. 2021.

Edquist, C. & Johnson, B., 1997. Institutions and Organizations in Systems of Innovation. In C. Edquist, ed. *Systems of Innovation: Technologies, Institutions and Organizations*. London: Pinter, pp. 41–63.

Edquist, C., 2001. The Systems of Innovation Approach and Innovation Policy: An account of the state of the art. In DRUID Conference. Aalborg, pp. 1–24. Disponível em https://www.researchgate.net/publication/228823918_The_Systems_of_Innovation_Approach_and_Innovation_Policy_An_Account_of_the_State_of_the_Art. Acesso em 12 mai. 2020.

EIA Natural Gas from Shale (2013) Questions and answers. Disponível em http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/why_is_shale_gas_important.pdf. Acesso em 10 mai. 2021.

Environmental Protection Agency, “Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Wells on Underground Sources of Drinking Water,” Office of Ground Water and Drinking Water report, June 2004.

EPA, Naturally occurring radioactive materials: oil and gas production wastes, Overview of final amendments to air regulations for the oil and natural gas industry / EPA, 2012. Disponível em <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry>. Acesso em 15 mar. 2021.

EPRS (2014) – European Parliamentary Reserach Service. Unconventional gas and oil in North America – The impacts of shale gas and tigh oil on the US and Canadian economies and on global energy flows. European Union, 2014.

European Commission, 2011. A strategic vision for European standards: Moving forward to enhance and accelerate the sustainable growth of the European economy by 2020, Brussels. Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0311:FIN:EN:PDF>. Acesso em 24 mai. 2021.

European Union (2014), Commission Recommendation of 22 January 2014 on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing (2014/70/EU). Disponível em <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32014H0070>. Acesso em 29 abr. 2021.

Exxon Mobil (2014) Unconventional resources development— managing the risks. Disponível em <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/hydraulic-fracturing/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>. Acesso em 22 abr. 2021.

Fleming R (2015) Towards reasonable European shale gas regulationthe European Commission’s 214 recommendation Communication on Shale Gas Extraction. Offshore Europe Conference and Exhibition, (8–11 September 2015) Society of Petroleum Engineers (SPE), Aberdeen, Scotland

FOEE (2015) Fracking business as usual report, 081015. Disponível em http://www.foeeurope.org/sites/default/files/shale_gas/2015/foee_-_fracking_business_as_usual_report_081015.pdf. Acesso em 10 mai. 2021.

Goluchowicz, K. & Blind, K., 2011. Identification of future fields of standardisation: An explorative application of the Delphi methodology. *Technological Forecasting and Social Change*, 78(9), pp.1526–1541.

Green AC, Styles P, Baptie JB (2012) Induced seismicity mitigation report, shale gas fracturing review and recommendations for induced seismic mitigation. Preese Hall. Disponível em https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gas-fracturing-review.pdf. Acesso em 10 mai. 2021.

Ground Water Protection Council, “Inventory and Extent of Hydraulic Fracturing in Coalbed Methane Wells in the Producing States,” 1998

Ground Water Protection Council, “State Oil and Gas Regulations Designed to Protect Water Resources,” May 2009.

Hanseth, O., Monteiro, E. & Hatling, M., 1996. Developing information infrastructure: The tension between standardization and flexibility. *Science, Technology & Human Values*, 21(4), pp.407–426.

Hatto, P., 2013. Standards and Standardisation: A practical guide for researchers, Luxembourg. Disponível em <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/db289e47-140b-11eb-b57e-01aa75ed71a1> . Acesso em 27 mar. 2021.

Hawkins J (2015) Fracking: Minding the gaps. *Univ Bristol UK Environ Law Rev* 17(1):8–21. Disponível em <http://elj.sagepub.com/content/17/1/8.full.pdf> . Acesso em 20 abr. 2021.

Hawkins, R., Mansell, R. & Skea, R., 1995. *Standards, Innovation and Competitive-ness*, Cheltenham: Edward Elgar Publishing.

Hekkert, M.P. et al., 2007. Functions of innovation systems: A new approach for analysing technological change. *Technological Forecasting and Social Change*, 74(4), pp.413–432.

Hirabayashi, H. (1993). *Antitrust law guidelines concerning joint research and development*. Tokyo: Commercial Law Standardization, international division of labor and platform business Center.

Hogan, M. et al., 2011. NIST Cloud Computing Standards Roadmap - Version 1.0. Disponível em http://www.nist.gov/itl/cloud/upload/NIST_SP-500-291_Jul15A.pdf . Acesso em 23 mar. 2021.

Hogan, O., Sheehy, C. & Jayasuriya, R., 2015. *The Economic Contribution of Standards to the UK Economy*, London.

Horia Maican O (2013) Legal regime of shale gas extraction. *Academy of Economic Studies* 2 III(6). Disponível em http://www.scientificpapers.org/wp-content/files/1420_Maican-LEGAL_REGIME_OF_SHALE_GAS_EXTRACTION.pdf . Acesso em 25 abr. 2021.

House of Commons Energy and Climate Change Committee (2013), *The Impact of Shale Gas on Energy Markets Seventh Report of Session 2012–13*, para22, 2013

House of Lords Economic Affairs Committee (2013), *3rd Report of Session 2013–14, The Economic Impact on UK Energy Policy of Shale Gas and Oil*; UKERC, *A review of regional and global estimates of unconventional gas resources, A report to the Energy Security Unit of the Joint Research Centre of the European commission*, September 2012; US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2013*, 2013

House of Lords Economic Affairs Committee (2014), *3rd Report of Session 2013–14, The Economic Impact on UK Energy Policy of Shale Gas and Oil*, 2014

Howarth, R *et al.*, (2011). “Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations”. Disponível em <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0061-5> . Acesso em 05 mar. 2021.

IEA (2009), *World Energy Outlook 2009, Executive Summary*

IEA (2012) World Energy Outlook, Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Disponível em http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf . Acesso em 10 mai. 2021.

IEA, 2012, Golden rules for a golden age of gas. Disponível em <https://www.iea.org/reports/golden-rules-for-a-golden-age-of-gas> . Acesso em 25 mar. 2021.

IM, Shale Gas Prospects in Brazil, August 23, 2013

International Energy Agency (2013), World Energy Outlook 2013, page 115

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Working Group 3, 5th Assessment Report, 2014

John Craven, Vanderbilt; Fracking secrets: The limitations of trade secret protection in hydraulic fracturing / Journal of Entertainment & Technology Law 16:2, 2014

Luscombe D, Corden C (2015) Technical support for the risk management of unconventional hydrocarbon extraction final report. Disponível em http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/study_management_ei.pdf . Acesso em 22 abr. 2021.

Marcovici, M. (2013). The Fracking Debate, Published in the USA.

McGlade, C, J Speirs, and S Sorrell (2012), A review of regional and global estimates of unconventional gas resources: A report to the Energy Security Unit of the Joint Research Centre of the European Union. 2012

Meiners G, Denneborg M et al (2013) Environmental impacts of fracking related to exploration and exploitation of unconventional natural gas deposits: risk assessment, recommendations for action and evaluation of relevant existing legal provisions and administrative structures. Disponível em https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_83_2013_environmental_impacts_of_fracking.pdf . Acesso em 25 abr. 2021.

Miller, D. L.; How API's Shale Gas Standards and Best Practices support sustainable shale gas development. Disponível em <https://ascelibrary.org/doi/10.1061/9780784413654.055> . Acesso em 14 mai. 2021.

Moffat K, Zhang A (2014) The paths to social licence to operate: an integrative model explaining community acceptance of mining. Resourc Policy 39(1):61-70

Moore V, Beresford A, Gove B (2014) Hydraulic fracturing for shale gas in the UK Examining the evidence for potential environmental impacts. Dispñível em <https://rspb.org.uk/fracking> . Acesso em 10 mai. 2021.

Muller, G., 2016. Architecting and Standardization, Kongsberg. Disponível em <http://www.gaudisite.nl/ArchitectingAndStandardizationPaper.pdf> . Acesso em 6 mar. 2021.

Narayanan, V.K. & Chen, T., 2012. Research on technology standards: Accomplishment and challenges. Research Policy, 41(8), pp.1375-1406.

National Research Council., 2013; Induced Seismicity Potential in Energy Technologies,; Ohio geologists link small quakes to fracking, Associated Press, 11 April 2014

Nielsen, K. S. (2017). From prediction to process: A self-regulation account of environmental behaviour change *Journal of Environmental Psychology*, Volume 51, pp.189-198

NIST, 2010. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0. Disponível em http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf. Acesso em 14 mai. 2021.

NIST, 2013. Measurement Science Roadmap for Metal-Based Additive Manufacturing, Disponível em https://www.nist.gov/system/files/documents/el/isd/NISTAdd_Mfg_Report_FINAL-2.pdf. Acesso em 10 mai. 2021.

NPE, 2012. The German Standardization Roadmap for Electromobility - Version 3.0. Disponível em <https://www.din.de/resource/blob/77456/4407b11ea3d0ad1ac1a8889eab8e6b15/nr-3-0-en-data.pdf>. Acesso em 10 mai. 2021.

NSTC, 2011. Federal Engagement in Standards Activities to Address National Priorities: Background and Proposed Policy Recommendations, Disponível em https://www.nist.gov/system/files/documents/standardsgov/Federal_Engagement_in_Standards_Activities_October12_final.pdf. Acessado em 22 abr. 2021.

OCST, 1993. Voluntary Industry Standards and Their Relationship to Government Programs, Washington DC. Disponível em <http://www.strategicstandards.com/files/GovernmentStandards.pdf>. Acesso em 15 mar. 2021.

Oded, S. (2011). Inducing corporate compliance: A compound corporate liability regime *International Review of Law and Economic*, Volume 31, Issue 4 pp. 272-283.

OTA, 1992. *Global Standards: Building Blocks for the Future*, Washington, DC. Disponível em <http://documents.irevues.inist.fr/handle/2042/28480>. Acess em 5 abr. 2021.

Peak Oil (2013), *Brazil Advances in the Shale Game*, 23rd December 2013. Disponível em <http://peakoil.com/production/brazil-advances-in-the-shalegame>. Acesso em 29 abr. 2021.

Petroleum and Natural Gas Industries (2006) *Care and use of casing and tubing (ISO 10405:2006)*. Disponível em <https://www.iso.org/standard/24931.html>. Acesso em 10 mai. 2021.

Petroleum and Natural Gas Industries (2009) *Cements and materials for well cementing—part 1: Specification (ISO 10426-1:2009)*. Disponível em <https://www.iso.org/standard/46188.html>. Acesso em 10 mai. 2021.

Petroleum and Natural Gas Industries (2011) *Drilling fluids—processing equipment evaluation (ISO 13501:2011)*. Disponível em <https://www.iso.org/standard/55304.html>. Acesso em 10 mai. 2021.

Potocnik J (2012) *Transmission Note on the EU environmental legal framework applicable to shale gas projects’ Ares*. Disponível em http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/legal_assessment.pdf. Acesso em 22 abr. 2021.

Poyry (2013), *Macroeconomic effects of European Shale Gas Production*, November 2013

Public Health England (2014) *Review of the Potential Public Health Impacts of Exposures to Chemical and Radioactive Pollutants as a Result of Shale Gas Extrac-*

tion: Draft for Comment. Disponível em https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/332837/PHE-CRCE-009_3-7-14.pdf. Acesso em 10 mai. 2021

R. Davies et al., *Marine and Petroleum Geology*, March 2014, Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation / Ricardo AEA (2014), *Unconventional Gas in England: Description of infrastructure and future scenarios*, Report for Environment Agency, Ricardo-AEA/R/ED58661 February 2014.

Royal Society and The Royal Academy of Engineering (2012) *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing* Issued: June 2012 DES2597. Disponível em <http://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>. Acesso em 10 mai. 2021.

Sasam, 2014. *Additive Manufacturing: Sasam Standardisation Roadmap*, The European Technology Platform Manufuture.

Scapolo, F. et al., 2014. How will standards facilitate new production systems in the context of EU innovation and competitiveness in 2025?, Brussels. Disponível em https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc-foresight-study-web_en.pdf. Acesso em 2 abr. 2021.

Shale Gas: (2011). *A provisional assessment of climate change and environmental impacts*. Tyndall Centre University of Manchester. Disponível em: https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/36728313/FULL_TEXT.PDF. Acesso em 05 mai. 2021.

hapiro, C. & Varian, H.R., 1999. *Art of Standard Wars*. *California Management Review*, 41(2), pp.8–32.

Smits, R. & Kuhlmann, S., 2004. The rise of systemic instruments in innovation policy. *International Journal of Foresight and Innovation Policy*, 1(1/2), pp.4–32.

Stimel, D. (2018). Paly Fair! Innovating internal self-regulation in the market for profit. *Business Horizons*, Volume 61, Issue 1 pp. 115-124

Swann, G.M.P., 2010. *The Economics of Standardization: An Update*. Disponível em https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/32444/10-1135-economics-of-standardization-update.pdf. Acesso em 12 mai. 2021.

Tassey, G., 2000. Standardization in technology-based markets. *Research Policy*, 29(4), pp.587–602.

Tatsumoto, H; Ogawa, K; Shintaku J. *Strategic Standardization: Platform Business and the Effect on International Division of Labor*. *Annals of Business Administrative Science* 10 (2011) 13-26. ISSN 1347-4456.

Tessy, 2008. *Final report: TESSY Achievements and Future Perspectives in Synthetic Biology*, Karlsruhe, Germany.

Tushman, M.L. & Rosenkopf, L., 1992. Organizational determinants of technological change: toward a sociology of technological evolution. *Research in organizational behavior*, 14, pp.311–347.

Tyndall Centre for Climate Change (2011), *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, January 2011

US Energy Information Administration Glossary. Disponível em <http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=u> . Acesso em 29 abr. 2021.

US Energy Information Administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013. Disponível em <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> . Acesso em 29 abr. 2021.

US Energy Information Administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013. Disponível em <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> . Acesso em 29 abr. 2021.

US Energy Information Administration (2013), Annual Energy Outlook 2013, 2013
US Energy Information Administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013

US Energy Information Administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013. Disponível em <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> . Acesso em 20 abr. 2021.

US Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013

US House of Representatives Committee on Energy and Commerce in CIWEM (2014) Shale Gas and Water: An independent review of shale gas exploration and exploitation in the UK with a particular focus on the implications for the water environment “United Kingdom : Shale needs to demonstrate good standards of safety and asset management.” Mena Report, 26 May 2016. Gale Academic OneFile. Disponível em <https://www.lr.org/en-gb/latest-news/shale-needs-to-demonstrate-good-standards-of-safety-and-asset-management/> . Acesso em 18 abr. 2021.

UK government. A paper by the National Audit Office of the UK government. (2014). Using alternatives to regulation to achieve policy objectives. Better Regulation Executive. Disponível em <https://www.nao.org.uk/wpcontent/uploads/2014/06/Using-alternatives-to-regulation-to-achieve-policy-objectives1.pdf> . Acesso em 19 abr. 2021.

Van de Ven, A.H., 1993. A community perspective on the emergence of innovations. *Journal of Engineering and Technology Management*, 10(1-2), pp.23-51.

Wang Q et al (2014) Natural gas from shale formation. The revolution, evidence and challenges of shale gas revolution in United States. *Renew Sustain Energy Rev* 30:1-28

Walz, R., 2007. The role of regulation for sustainable infrastructure innovations: the case of wind energy. *International Journal of Public Policy*, 2(1/2), pp.57-88.

Wilson, E. J et al. (2009). Assessing a Liability Regime for Carbon Capture and Storage Energy Procedia,

Volume 1 Issue 1 pp. 4575-4582.

5

AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS ECONÔMICOS E SOCIOAMBIENTAIS PARA A EXPLORAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO NO BRASIL

**Melissa Barboza da Costa
Carlos Augusto Arentz Pereira
Edmilson Moutinho dos Santos
Rayssa Vogeler Berquó Jacob
Yuri Serpa Halegua
Tania Oliveira Escolano**

INTRODUÇÃO

O gás de folhelho é considerado como um gás não convencional, pois é descoberto em reservatório de difícil acesso com rochas sedimentares em lâminas, apresentando porcentagem de material orgânico. Por ser um gás de retirada complexa, sua procura é cara e requer técnica. A tecnologia mais viável para a exploração é o faturamento hidráulico. O local do fraturamento pode ser desde um deserto a centenas de quilômetros ou na área externa de qualquer casa, contanto que exista gás não convencional. Seu procedimento começa com um longo furo vertical conhecido como poço, perfurado através das camadas de sedimentos. Este método gera maior índice de rendimento em um poço, sem alterar sua permeabilidade natural. Quando é usado um reservatório de baixa permeabilidade, os poços horizontais aumentam a área de drenagem do poço, permitindo assim que o reservatório seja drenado com um número menor de poço. Sendo a estrutura operacional feita completamente em terra e com recursos a infraestrutura efetivo.¹

Apesar de ter pouca experiência com poço não convencional, o Brasil possui experiência na perfuração de poços horizontais, montagem, instalação e uso de equipamentos específicos para alta pressão, potência hidráulica e mistura de produtos químicos. Tudo isso em ambiente de perfuração de água profunda. Logo, o Brasil tem condições de lidar com tais desafios que a indústria dos não convencionais requer e que o próprio desenvolvimento das áreas ultra profundas do Pré-sal comprovam esse argumento.² Além, dessa experiência com métodos de alta pressão em águas, a exploração em terra tem algumas vantagens em relação à exploração em água profunda, no sentido em que diluem os riscos exploratórios, reduzem a necessidade de investimento inicial e aumentam as opções de comerciali-

¹ CBIE. CENTRO BRASILEIRO DE INFRA ESTRUTURA. O QUE É O SHALE GAS?. [S. l.], 14 ago. 2020. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-e-o-shale-gas/>. Acesso em: 20 maio 2021.

² MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 212

zação, seja por dutos em sistemas regionais ou isolados, por caminhões de gás comprimido ou até mesmo sob a forma de energia elétrica.³

Experiências com todas as etapas da exploração de gás não tradicional podem ser analisadas e inspirar para possíveis estudos na área a partir de países exploradores como o avanço tecnológico dos métodos de perfuração na China, o alto capital estrutural da cidade na Argentina, a intensificação de medidas técnicas de licenciamento como a Austrália, a independência energética como a Polônia e o alto nível de comercialização dos Estados Unidos.

Através da Resolução nº 06/2013, o CNPE autorizou a 12ª Rodada de Licitação de Blocos de Petróleo e Gás Natural, com blocos em bacias terrestres, incluindo na licitação o gás de folhelho. A ANP realizou a sessão pública de exibição de ofertas em 2013, “ofertando 240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de sete bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas”.⁴

Porém, essa rodada passou por um processo de judicialização e um debate legal sobre as decisões e atualmente encontra-se em nulidade e na suspensão dos contratos de concessão assinados. A complexidade no caso brasileiro diz respeito à atribuição legal entre os entes federal, estadual e municipal. O ente federal tem competência para regular assuntos relacionados com petróleo e gás, e meio ambiente. Contudo, os entes estaduais e municipais também possuem competências para regular questões ambientais nos seus respectivos territórios. A Resolução ANP nº 21/2014 estabelece critérios que as operadoras devem seguir para que a Agência aprove a técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais. Além desta, não há nenhuma outra norma ambiental que seja específica para as atividades em reservatórios não convencionais.⁵

³ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 98

⁴ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em 27 mar. 2021.

⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 181

Em estável cenário de estiagem no Brasil, que impacta a geração hidrelétrica e da intermitência e da geração eólica e solar, o gás de folhelho poderia ser parte de uma solução para aumentar o acréscimo de gás natural e abordar os problemas enfrentados pelo setor elétrico hoje. Outro ponto essencial é a diversidade energética, explorar novas fontes traz autonomia energética, contribuindo para reduzir a importação de energia. Gerando mais de dois milhões de empregos e contribuindo para a independência energética.⁶ Nessa dimensão o gás poderá servir como uma fonte transitória e crescer cada vez mais sua comunicação nas matrizes energéticas.⁷

2 CENÁRIO DO GÁS DE FOLHELHO NO MUNDO

2.1 Panorama da exploração do gás de folhelho em países exploradores

O processo internacional de experiências e usos do fraturamento hidráulico para exploração de gás de folhelho alcançou ampla multiplicidade em regulamentação do comando comum e social sobre a atividade nos diferentes países e seus peculiares governos, assim como os níveis de liberalização da economia.

2.1.1 Polônia e o estudo para implementação da exploração do gás não convencional

Na Polônia, o fraturamento hidráulico está entrelaçado juntamente a geopolítica, pois é estimado um meio de libertar o país da submissão da energia russa. A bacia sedimentar de Carpathian Foredeep com 600 km² de área sedimentar fica localizada na área rural do país.

⁶ Adriano Pires e Fernanda Delgado. Brasil precisa quebrar o monopólio para avançar no setor energético. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/espaco-do-adriano/brasil-precisa-quebrar-o-monopolio-para-avancar-no-setor-energetico/>

⁷ DELGADO, F, RESENDE, L. & ROITMAN, L. Cenários e oportunidades globais para a indústria brasileira de GNL, 2017

Moradores rurais temem que com o advento das operações petrolíferas, o meio de subsistência seja danificado. O que mais alarma os agricultores, no entanto, é a pouca esclarecimento que dizem ter recebido. O advento poderá expor uma movimentação grandiosa de caminhões, dutos que serão construídos, usinas de tratamento de gás, tanques, entre outros impactos, fazendo uma mudança no cenário e no bem-estar no condado de Nowe Miasto.

Na esfera econômica, conta que cada poço de perfuração exploratória na Polônia custa aos seus operadores cerca de US \$ 10 milhões, porém quase nada chega até aqueles em cujas terras a perfuração é realizada. O repasse é de apenas 200 euros por mês como parte de um contrato de um ano de arrendamento de quase cinco hectares de terras agrícolas para a empresa de gás. “Existe uma estimativa de cinco até quinze mil poços em dez anos”, segundo a FGV Energia.⁸

O governo polonês visa acelerar a exploração de gás de folhelho no país. Logo, algumas autoridades e uma parcela significativa do público são a favor do crescimento. A sociedade anseia pelo investimento estrangeiro prometido, empregos e desenvolvimento na área. No atual cenário, pouco mais de uma centena de concessões exploratórias foram concedidas a empresas de energia (nativos ou estrangeiros) para perfurar e avaliar com certeza a quantidade de gás disponível e sua localização.

Com o incentivo governamental, leis e projetos auxiliam a clareza na exploração como o projeto SHEER.⁹ As perfurações ocorreram a partir de 2013, no intuito de distinguir a continuidade geológica e potenciais horizontes para a exploração de folhelho. Os principais impactos investigados são a contaminação de águas subterrâneas, a poluição do ar e as atividades sísmicas.¹⁰ O projeto SHEER destaca que a hipótese do fraturamento

⁸ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 196

⁹ É um projeto definido como uma forma de se alcançar, prevenir e mitigar os potenciais impactos e riscos ambientais da exploração e extração de gás de folhelho no curto e longo prazo.

¹⁰ DELGADO, F. Projeto poço transparente: testes para reservatórios de Baixa permeabilidade – gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. *FGV Energia*, outubro, 2018. p.13.

hidráulico de criar contaminantes através de fluxos ascendentes é muito improvável e seus estudos sugerem um maior risco de poluição de aquíferos causada por fluxo de contaminantes descendentes, provenientes de operações de extensão.¹¹

2.1.2 Austrália e o início da exploração de gás não convencional

Em Queensland, na Austrália existem visões mistas sobre a exploração não tradicional e o fraturamento hidráulico, cada estado e território individual têm seus próprios regulamentos. A maior parte do gás não convencional produzido é de Queensland, com as bacias de Bowen e Surat. O fraturamento hidráulico não é simples na Austrália. Em 2015, eram apenas 463 poços perfurados, destes 6% exigiram fraturação. O fraturamento é usado mais no consumo de petróleo.¹²

Uma análise científica de três anos do Conselho Consultivo da Ciência e da Indústria, sobre os impactos do fraturamento hidráulico no ar, na água e no solo em Queensland descobriu que há pouco ou nenhum embate. O estudo também descobriu que a ciência atual de tratamento de água, produzida a partir de poços de gás de camada de carvão é convincente na mudança de produtos químicos de fraturamento hidráulico e químico de acontecimentos naturais conforme as diretrizes relevantes de qualidade da água.

Toda a produção de petróleo e gás na Austrália (convencional e não convencional) está sujeita a impostos corporativos, GST (imposto sobre bens e serviços) e muitos outros impostos e encargos (ao nível federal e estadual/territorial), os pagamentos totais aumentam à medida que

¹¹ YOUNGER P. L. How can we be sure fracking will not pollute aquifers? Lessons from a major longwall coal mining analogue (Selby, Yorkshire, UK). *Earth and Environmental Science Transactions of the Royal Society of Edinburgh*. 106.02 (2016): 89-113.

¹² JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Australia Study Finds Few Environmental Effects From Hydraulic Fracturing in Coal Seams: A 3-year study of air quality, soils, groundwater, and waterways found few to no effects as a result of hydraulic fracturing operations in Surat Basin coal seam formations.. [S. l.], 27 abr. 2020. Disponível em: <https://jpt.spe.org/australia-study-finds-few-environmental-effects-hydraulic-fracturing-coal-seams>. Acesso em: 11 mar. 2021.

novos projetos atingem o pico de produção. Como um caso de evidência e referência, na Austrália, o Conselho de Sustentabilidade instituído na região onde se insere o gás de folhelho realiza um aviso transparente dos conhecimentos gerados através de estudos independentes monitorados socialmente.¹³ Há comunicação dos órgãos públicos afins, das empresas e da sociedade civil. Esse tipo de administração se qualificou conforme geradora e comunicadora de esclarecimento confiável, tanto mais levou a reduzir o campo de importância dos grupos extremos, por exemplo, dos ativistas do “ não fraturamento hidráulico”.

2.1.3 China e seu impacto tecnológico sobre o desenvolvimento do gás de folhelho

A província de Sichuan possui a maior reserva comprovada de gás natural da China, a bacia sedimentar de Sichuan. O fraturamento é aplicado na extração de metano de minas de carvão e no prolongamento de gás de folhelho.

Nenhuma regulamentação específica sobre anuência administrativa e avaliações de embate ambiental relacionado ao fraturamento hidráulico. O país fabrica equipamentos essenciais de fraturamento hidráulico, como caminhões, bombas e propante, desenvolvendo uma indústria de serviços em campos petrolíferos que rivaliza com o resto do mundo. A administração chinesa tomou uma variedade de medidas para incentivar o incremento do folhelho, como isentar durante alguns anos os impostos sobre o gás e sua extração.

Outro aspecto é a falta de regulamentação específica sobre aquisição de terras pelo governo, consulta pública e objeções ao fraturamento hidráulico. No entanto, as autoridades administrativas estipulam medidas preventivas para controlar o perigo ambiental de fratura como: proteger as águas subterrâneas e o solo para evitar a contágio, entre outras. Entretanto, outros obstáculos continuam, como a distâncias entre os recursos de folhelho nacional e o mercado de uso final e a falta de recursos hídricos em muitas áreas de folhelho potencialmente prolíficas. A ausência de

¹³ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 171

investigação perante os efeitos ambientais causados é expressiva, perante a poluição das águas superficiais. Os infratores ficam confiantes de que raramente serão detectados, o monitoramento e as inspeções do local são caros para serem realizados. Mesmo se a infração for detectada, muitos podem escapar da acusação subornando inspetores. A carência de informação e clareza impede que a população da província continue despreocupada em relação à exploração. Relatos de contaminação dos aquíferos e abalos sísmicos estão cada vez mais presentes na rotina da cidade.

2.1.4 Estados Unidos e sua transformação no cenário de exploração

Mais de 15 milhões de americanos vivem, num raio de cerca de 1500 metros em descrição a algum poço de gás ou petróleo, sendo que seis milhões desses americanos são texanos. No que tange a perfurações de gás de folhelho, os Estados Unidos em 2019 obtiveram milhões de poços distribuídos em 16 cidades. O estado do Texas detém mais de um quarto das reservas naturais de gás comprovados dos EUA,¹⁴ na bacia de Barnett obteve até 2019 cerca de sete milhões de perfurações. Na Pensilvânia, a bacia de Marcellus, é a segunda maior exploradora com seis milhões de poços de perfuração até 2019. Em algumas áreas de exploração dos Estados Unidos, tais deficiências hídricas têm sido contornadas com o adiantamento de novas tecnologias para o reuso da água aplicada ao faturamento hidráulico com eficácia satisfatória na extração de hidrocarbonetos, bem como a utilização de águas de capacidade inferior impossibilitadas de serem utilizadas para outros usos mais nobres, como fornecimento público e irrigação.^{15,16}

¹⁴ US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2016*. Washington, DC - USA: U.S. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/MT_naturalgas.php#natgasprod_exp. Acesso em 27 mar. 2021.

¹⁵ Rahm, B. G.; Bates, J. T.; Bertoia, L. R.; Galford, A. E.; Yoxtheimer, D. A.

¹⁶ Riha, S. J. Wastewater Management and Marcellus Shale Gas Development: Trends, Drivers, and Planning Implications. *Journal of Environmental Management*, 2013, 120, 105–113. Rahm, B. G.; Riha, R. J. Evolving shale gas management: water resource risks, impacts, and lessons learned. *Environmental Science – Processes and Impacts*, 2019, v. 16, 1400–1412.

Tais volume de gás retirados das bacias sedimentares, podem impactar os recursos hídricos subterrâneos em regiões com pouca disponibilidade de recursos hídricos superficiais. Problemas como: impregnação de metano nas águas subterrâneas em campos de exploração, poluição do ar (com recorrência), erosão e contaminação do solo (pesquisas indicam que o crescimento de poços tem um potencial aumentado de erosão), além de outros efeitos que são causados pela operacionalização do gás de folhelho. Uma grande parte da formação de folhelho em Marcellus está subjacente à Bacia Hidrográfica da Baía de Chesapeake, ambientalmente sensível, bem como à Bacia do Rio Delaware.

A extração de gás natural de folhelho revolucionou a matriz norte-americana, tornando esse recurso responsável por cerca de 68% da produção do país, conciliado com a perfuração de 700 mil poços, gerando mais de dois milhões de empregos e contribuindo para a independência energética. O número de empregados nas indústrias de folhelho para estes estados era de aproximadamente 40 mil em 2016. O efeito implica que essas indústrias de folhelho representaram cerca de 0,4% do emprego geral na região de Marcellus. Em salários, observou-se que tanto a taxa de aumento total quanto taxa média de salários dos trabalhadores aumentaram mais que em outras indústrias da região¹⁷. Outro ponto fundamental, da extração nos Estados Unidos é que o proprietário da terra detém o direito à exploração do subsolo. No âmbito de projetos que servem para mitigar e prevenir problemas relacionados à exploração, o projeto de poço Transparente: o Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory (MSEEL) localizado em Virginia Ocidental (Estados Unidos da América), abrange tal preocupação e avaliação sobre o estudo.¹⁸

Com a disseminação da prática e a exploração do gás não convencional, o risco de moradia próxima a poços interfere diretamente na saúde e no desenvolvimento social. Um estudo conhecido em julho de 2015 na

¹⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 200

¹⁸ DELGADO, F. Projeto poço transparente: testes para reservatórios de Baixa permeabilidade – gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. *FGV Energia*, outubro, 2018. pg.13.

revista PLOS ONE relatou que aqueles que moravam perto de operações de fraturamento hidráulico tinham maior probabilidade de ir ao hospital do que pessoas que não moravam nessas áreas, como as hospitalizações por problemas cardíacos, doenças neurológicas e outras condições. O mesmo estudo aponta um acréscimo de bebês abaixo do peso nascidos de mulheres que moravam perto de poços de fraturamento hidráulico. Relatos dos moradores vizinhos à extração são de que produtos químicos saem pelas torneiras.

2.1.5 Argentina e um potencial mercado de investimento do gás não convencional

Na América Latina, a bacia sedimentar de Vaca Muerta está localizada na província de Neuquén na Argentina, cobrindo uma área de cerca 30.000 km². A partir de 2011 as atividades operacionais não convencionais se intensificaram para o consumo de gás de folhelho. O país investe em estudos de possíveis impactos ambientais, auditorias ambientais e planos de contingências. Tais análises tem base todos os aspectos físicos, biológicos e socioeconômicos da Área de Concessão com a apreciação da erosão hídrica e eólica dos solos, risco aluvial, fragilidade de aquíferos, sensibilidade ambiental e plano de monitoração mitigação e contingências. A província de Neuquén não possui protocolos e regulamentos correspondentes a situações de vulnerabilidade ligadas à indústria e mineração, como incêndios, contaminação da água e do solo, entre outros. Com o avanço da exploração e com pouca regulamentação, a incidência de acidentes fora e dentro dos campos aumentam com a mesma proporção.

Em Neuquén, até 2017 cerca de 400 poços estavam sendo explorados.¹⁹ A atração pelo empreendimento no setor de gás animou grandes investimentos como públicos na cidade e outros povoados próximos, acarretando aumento da especulação imobiliária e uma batalha territorial com os cidadãos de Mapuches. A cidade de Añelo, na qual os poços estão localizados

¹⁹ Dufilho, A. C. Impactos associados à exploração do gás não convencional em Neuquen – Argentina. Mesa Redonda da Rede Gasbrás, 2020. Acessível em: Acessado em 13 abril 2021.

ainda carece de investimento social como necessidade de um novo sistema de esgoto, construção de calçadas e ruas asfaltadas entre outros fatores.

Apesar dos benefícios em investimentos estruturais, à falta de sinalização e de equipamentos referentes à exploração faz com que acidentes dentro e fora do campo se tornem frequentes. No que diz respeito ao fornecimento de gás natural, a cobertura em Añelo está abaixo da média do resto da província. Enquanto Neuquén tem 85% de suas casas conectadas à rede de gás natural, na cidade de Añelo é de 49,8%, com uma extensão da rede de 19,1 km. O governo da Argentina investiu em projetos para ampliar as reservas com o gás de folhelho. Vale salientar que antes da exploração desse recurso, o país contava com a importação de gás via gasodutos da Bolívia. O país estima que até o final do ano tenham sido fraturados cerca de mais de 500 poços de gás de folhelho em Vaca Muerta. O investimento também foi feito em educação voltada para a petroquímica, construção de um hospital, de praças e uma nova subestação de energia aprimoramento de serviços de esgoto, entre outros. A concepção de empregos registrado na província está em torno de 105.000 empregos, com o impacto da ação de Petróleo e Gás. A atividade tem importantes efeitos multiplicadores sobre o emprego. Economia da Província de Neuquén está centrada na exploração de hidrocarbonetos, que representam cerca de 50% do PIB²⁰ e afetam o orçamento público através de receitas de *royalties*. Com uma economia ligada do preço do petróleo, a cidade passa por instabilidade economia frontalmente ligada ao repasse de *royalties*.

2.2 Reservatórios de gás de folhelho no Brasil.

No Brasil, estudos do Plano Nacional de Energia apontam as principais bacias sedimentares terrestres como o Recôncavo, Parnaíba, Parecis, Paraná e Amazonas com força para exploração de folhelho.²¹

²⁰ BNAMERICAS et al. Bajo la lupa: Las lecciones del impacto ambiental del fracking en Argentina. Argentina, 2020. Disponível em: <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/bajo-la-lupa-las-lecciones-del-impacto-ambiental-del-fracking-en-argentina>. Acesso em: 4 abr. 2021.

²¹ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 12ª Rodada de Licitações de Blocos. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em 10 maio. 2021

Nos estados do Amazonas, Pará e Amapá encontra-se a Bacia do Amazonas ocupando uma área sedimentar de 624.334 km². O apoio à infraestrutura e logística da bacia do Amazonas consistem em uma refinaria em Manaus, um terminal aquaviário e uma malha de contágio elétrica planejadas para tais objetivos. O gasoduto Coari-Manaus de 380 km de dimensão, fornecendo gás natural para unidades técnicas estaduais que abrangem diversos municípios. Há possibilidade para a instalação de uma usina de gás natural no município de Silves, mediante uma futura exploração do gás.²² Na composição de Barreirinha, a expectativa de geração de gás de folhelho é de que cerca de 2830 bilhões de m³.²³

Nos estados do Pará, Tocantins, Maranhão e Piauí encontram-se a Bacia de Parnaíba ocupando uma área sedimentar de 674.321 km². A infraestrutura da Bacia de Parnaíba consiste em quatro terminais de abastecimento em São Luiz, malha extensa de linhas de transmissão, apoio da usina termoelétrica de Santo Antônio dos Lopes, além da possibilidade da construção de gasoduto para uma futura exploração, gás não tradicional²⁴. Na Formação de Pimenteiras com uma área aproximada de 436.152 km², estima-se uma produção de 1,81 trilhões de metros cúbicos de gás de folhelho.²⁵ No estado do Amazonas encontra-se a Bacia de Solimões com 961.465 km² de área sedimentar. O suporte à infraestrutura e logística da bacia consistem em quatro unidades de processamento de gás natural

²² EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

²³ US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production.* "Natural Gas Data. August 7, 2020. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_epg0_fgw_mmcf_a.htm. Acesso em 18 mai. 2021

²⁴ EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

²⁵ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos.* Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em 27 mar. 2021.

com o auxílio do gasoduto Coari-Manaus, uma refinaria em Manaus.²⁶ A avaliação para a ocorrência de gás de folhelho é indicada na Formação Jandiutuba entre 35 e 175 trilhões de pés cúbicos.²⁷

Entre os estados de Santa Catarina e o Goiás a Bacia de Paraná consiste em 1.121.239 km² área sedimentar. Sua infraestrutura possui três refinarias (REPLAN, REPAR, REFAP), além da Unidade de Operações de Industrialização do Folhelho (SIX), uma central petroquímica (COPE-SUL), uma malha de linha de transmissão inserida em todo seu território, um dutoviário e a possibilidade construção do trecho dois do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre.²⁸ A estimativa de produção para gás de folhelho na bacia do Paraná foi de cerca de 450 trilhões de pés cúbicos, sendo 80 trilhões de pés cúbicos recuperáveis.²⁹

No Estado da Bahia encontra-se a bacia do Recôncavo com 9.810 km² de área sedimentar. No que tange ao apoio, possui duas refinarias (RLAM, DAX Oil), uma Central Petroquímica (BRASKEN), uma extensa rede de oleodutos e gasodutos e às Unidades de Processamento de Gás Natural. A partir da Bacia do Recôncavo ocorre a conexão do GASENE com o GASEB, interligando assim as malhas de gasodutos do Sudeste com as do Nordeste.³⁰ Na composição de Candeias na Bahia, estima-se a existência

²⁶ EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

²⁷ HRT. 2010. Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. Disponível em: . Acesso em: 05/04/2021

²⁸ EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

²⁹ EIA. U.S. Energy Information Administration. 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil - September 2015. Washington: U.S. Department of Energy, 2015. p 30

³⁰ EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

de produção de quase um milhão de barris de petróleo em reservatório fraturado, em apenas um poço, num período de 28 anos.³¹

2.3 Efeitos da exploração de petróleo em terra no Brasil

A exploração de petróleo em terra no Brasil impõe desafios tecnológicos menos sensíveis do que as atividades em águas profundas e em Pré-sal. Em confronto com a conjuntura internacional, o Brasil é um dos países que menos investe e produz no setor de exploração em terra.³²

A extração do gás de folhelho é local e em terra, logo os efeitos são sentidos por todos a curto e longo prazo. Em maioria, os municípios carentes que dispõem da exploração terrestre vivenciam a falta de aplicação estrutural e socioambiental. Esta carência está ligada diretamente ao baixo/médio índice de desenvolvimento humano municipal. O repasse de *royalties* implica diretamente na receita do município, gerando empregos diretos e indiretos, investimentos de médias e grandes empresas, fluxo migratório, entre outros investimentos.³³

A partir da base de dados de dezoito municípios, cuja exploração de petróleo em terra é a central fonte de investimento e receita será possível concluir os principais parâmetros ambientais, sociais e econômicos pertinentes. O recorte pontual está representado na Tabela 1 em relação aos municípios abrange a região Norte e Nordeste. A partir desse recorte, é observado que o repasse de *royalties* auxilia no investimento regional, porém a administração pública é a grande responsável por pela eficácia, sendo diretamente ao bem-estar social de todos no Estado.

³¹ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 23

³² MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 11

³³ BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social et al. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO TERRESTRE NO BRASIL. 49. ed. Rio de Janeiro, mar 2019. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16962/3/PRArt214594_Producao%20de%20petroleo%20terrestre%20no%20Brasil_P_BD.pdf. Acesso em: 13 abr. 2021.

Tabela 1 Tabela do desenvolvimento dos municípios que fazem a exploração de petróleo em terra.

Município	Estado	Repasso de Royalties em 2020	Bacia sedimentar	IDH(2010)	População
Candeias	Bahia	R\$ 14.013.622,52	Recôncavo	0,691	83.158 pessoas
Catu	Bahia	R\$ 10.268.219,72	Recôncavo	0,677	51.077 pessoas
Salvador	Bahia	R\$ 15.708.995,94	Recôncavo	0,759	2.675.656 pessoas
Coari	Amazonas	R\$ 67.244.682,89	Solimões	0,586	75.965 pessoas
Nova Olinda do Norte	Amazonas	R\$ 299.614,44	Solimões	0,558	30.696 pessoas
Carmópolis	Sergipe	R\$ 6.728.341,90	Sergipe	0,643	13.503 pessoas
Maceió	Alagoas	R\$ 13.414.926,88	Alagoas	0,721	932.748 pessoas
Pilar	Alagoas	R\$ 38.632.527,09	Alagoas	0,61	33.305 pessoas
Aracaju	Sergipe	R\$ 9.780.884,00	Sergipe	0,77	571.149 pessoas
Santo Antônio dos Lopes	Maranhão	12.053.693,56	Parnaíba	0,566	14.288 pessoas
Capinzal do Norte	Maranhão	8.585.115,82	Parnaíba	0,537	10.698 pessoas
Silves	Amazonas	148.029,55	Amazonas	0,632	8.444 pessoas
São Sebastião do Uatumã	Amazonas	166.452,48	Amazonas	0,577	10.705 pessoas

Fonte: Elaborado pelo autor, baseado no IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2000. Resultado dos Dados Preliminares do Censo – 2010. www.ibge.gov.br/cidade@; Portal da Transparência do Governo Federal, convênio por estados/município : banco de dados. Disponível em: <http://www.portaltransparencia.gov.br>³⁴

³⁴ Elaborado pelo autor, baseado no IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2000. Resultado dos Dados Preliminares do Censo – 2010. www.ibge.gov.br/cidade@; Portal da Transparência do Governo Federal, convênio por estados/município: banco de dados. Disponível: <http://www.portaltransparencia.gov.br>

Os efeitos ambientais como falta de investimento em saneamento básico, desmatamento, o uso impróprio do solo, a poluição do ar, a mau gerenciamento dos recursos hídricos, contaminação e intoxicação alimentar entre outros impactam diretamente a rotina da população. Como o aumento do fluxo migratório, urbanização desordenada, desemprego, piora na qualidade de vida, extensão da violência e insegurança, entre outros são alguns dos efeitos sociais causados pela exploração do petróleo entre os municípios. A participação dos *royalties* faz parte da receita orçamentária dos municípios produtores, auxiliando na infraestrutura, no aumento do IDHM, impulsiona o estado além de mitigar os efeitos socioambientais relacionados à exploração. Como a exploração terrestre tem proporção local, a monitorização e mitigação dos impactos terão a viabilização, aplicação e eficiência de fácil desfalque entre os órgãos responsáveis.³⁵

Em âmbito nacional a exploração de gás de folhelho ainda não teve início, levando assim à carência de resultados, porém a interdependência entre a exploração de petróleo em terra se torna a experiência mais extensa e presente atualmente. Impactos socioambientais e econômicos com a exploração de gás não convencional resultam nos mesmos impactos em qualquer país. Tais variantes podem ser vislumbradas como: potencial contágio das águas subterrâneas e superficiais com os produtos químicos, riscos de uso da água em áreas restritas, resíduos líquidos, sólidos pondo em risco a água superficial e o solo, riscos de derramamentos e tremores, uso e ocupação irregular do território, águas superficiais, alteração na qualidade do ar, aumento de emissões de gases do efeito estufa, impactos para a biodiversidade e conservação da natureza, impactos à saúde humana, alteração na paisagem, aumento do trânsito, urbanização irregular, falta de aplicação estrutural, economia atrelada ao preço do petróleo e do gás entre outros fatores que se assemelham.

Uma infraestrutura já efetiva e bem desenvolvida é determinante para a implementação do gás de folhelho no país, vide a infraestrutura dos EUA. Também é de ressaltar que as bacias de fontes não convencionais mapeadas no Brasil situam-se, em grande medida no interior. Dessa forma,

³⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 170

dado que tal região do país é historicamente possuidora de menos infraestrutura que o litoral, a geração de emprego e renda para a população local, podem contribuir para a ascensão da região interiorana.³⁶

O processo internacional de experiências e usos do fraturamento hidráulico para exploração de gás de folhelho alcançou ampla pluralidade em regulamentação e controle público e social. Do ponto de vista econômico, em regiões mais distantes dos grandes centros políticos a abordagem original de desenvolvimento tem sido mais efetiva, com resultados mais consistentes e duradouros, do que a abordagem centralizadora e clássica. Trata-se de uma dinâmica de crescimento que conta mais com a mobilização de atores locais – autoridades governamentais locais e instituições não governamentais, empresas e outras organizações.³⁷ Como exemplo dessa abordagem, na Polônia o uso de padres e de estímulos sociais é usado como facilitador por empresas responsáveis pela exploração do gás de folhelho. Tornando a população da região mais perceptível a conversar e aceitar as tomadas de decisão.

Um dos caminhos que facilitaria a realização das atividades é o Brasil se espelhar na regulação do uso do solo dos norte-americanos e assim aumentar a participação dos proprietários brasileiros. Em território nacional, a exploração ou desenvolvimento do subsolo pertencem à União, restando ao proprietário da terra apenas uma participação variável entre 0,5% e 1% da produção de petróleo e gás.

Apesar de alguns países existirem entraves regionais, em outros as atividades são liberadas e incentivadas fazendo com que o consumidor final seja o maior beneficiado. A infraestrutura desenvolvida pelos Estados Unidos com a estratégia de incentivos para extração do gás de folhelho e a autorização do proprietário da terra frente à comunicação nas atividades associadas aos desentranços ambientais, foram fatores decisórios. O fator relevante para Polônia foi a independência energética da Rússia. A geração de empregos diretos e indiretos resultou em apoio maciço social

³⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 99

³⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 129

na região de Neuquén na Argentina. O desenvolvimento tecnológico e o incentivo governamental relativo ao gás de folhelho na China são pontos coerentes para a continuidade da exploração de gás não convencional. O monitoramento dos parâmetros socioambientais antes, durante e depois do empreendimento trouxe para a Austrália um nível maior de confiança.

3 O PANORAMA DA VIABILIDADE NA EXPLORAÇÃO GÁS DE FOLHELHO NACIONAL

3.1 Estruturas necessárias para viabilizar a exploração de gás não convencional

No âmbito da indústria de gás de folhelho, a estrutura do mercado e as inovações estão condicionadas ao fato de que o crescimento desta indústria requer excedente de investimentos irrecuperáveis em perfuração e fraturamento. Se por um lado empresas pequenas não possuem recursos financeiros ou conhecimento técnico para realizar esses investimentos, por outro, as grandes empresas podem possuir esses recursos, mas seu ânimo para inovar costuma ser mais baixo.³⁸ Nas bacias maduras,³⁹ existe uma infraestrutura já instalada, com fornecedores de bens e serviços, tornando esses locais propícios para o início da exploração e produção de jazidas não convencionais no País.⁴⁰

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 movimentação

³⁸ TONG, X.; ZHANG, G.; WANG, Z.; WEN, Z.; TIAN, Z.; WANG, H.; MA, F.; WU, Y. 2018. Distribution and potential of global oil and gas resources. *Petroleum. Explor. Develop.*, 45(4): 779-789. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30081-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30081-8). Acesso em: 23 jul de 2021.

³⁹ Bacias onde não há possibilidade de novas descobertas com grandes volumes de hidrocarbonetos em reservatórios convencionais.

⁴⁰ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/imagens/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em 11 mai. 2021.

até os centros de consumo é eminente e este, acaba por impedir certas descobertas. Para projetos de produção de gás, por exemplo, um essencial fator distintivo é o alto custo de condução: “o gás entregue ao consumidor final tem custos muito maiores por unidade de energia” visto que só pode ser conduzido por dutos ou sob a forma de GNL. Gasodutos são uma forma conceitualmente claro para o transporte de gás, “é essencialmente um longo tubo enterrado no leito terrestre, mas a infraestrutura capital intensivo e a contenção de transporte ponto-a-ponto, acabam por exigir contratos de longo prazo para garantir um fluxo de receita mínimo por, pelo menos, dez anos que permita recuperar o capital investido.⁴¹

Aspectos relacionados à estrutura e logística são pontos estratégicos para futuras explorações. O uso da infraestrutura já existente da exploração do petróleo em terra é mais um atrativo para impulsionar pequenas empresas para a exploração de gás de folhelho. Em contrapartida, tais regiões podem ser mais populosas, acarretando consequências específicas para a extração do gás de folhelho.

Um dos fatores coerente é a necessidade de concretizar melhorias na infraestrutura rodoviária e elétrica das regiões interioranas, onde está a maioria dos poços terrestres. Tais localidades também carece de uma mão de obra e serviços especializados, logo com essa ausência o empreendimento fica mais caro e a possibilidade do uso da mão de obra local diminui ainda mais. Entretanto, apesar do Brasil avançar com projetos, ainda faltam investimentos para o crescimento de infraestrutura, dado que, a rede de condução de gás de 9.409 km⁴² no país não sofreu quase inexistente avanço nos últimos dez anos.

O apoio aos estudos e divulgação de dados geológicos e, até mesmo, de entendimento com a sociedade, também são importantes para o desenvolvimento da demanda energética. O não desenvolvimento desses fatores

⁴¹ McLELLAN SUÁREZ, Luiz Alberto Pimenta. *Os desafios para exploração de shale gas no Brasil a partir da análise da experiência americana*. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Bacharelado em Economia). 2016.

⁴² EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

torna a extração do gás de folhelho uma barreira face à opinião pública, visto que, sem o aprofundamento e divulgação dos estudos, torna-se um assunto propício para a elucidação exclusivamente dos pontos negativos ou não fundamentados⁴³. A produção e comercialização de gás dependem fortemente da localização de centros consumidores. Quanto menor a distância entre o polo produtor e o polo consumidor, melhor, haja vista a dificuldade operacional e os custos de gasodutos. Baseados na estrutura operacional das instalações e exploração, algumas bacias estão mais propícias para este cenário, como a bacia do Recôncavo, Paraná e Parnaíba.⁴⁴

Pilares estruturas e operacionais como a aptidão das estradas, a eficiência energética, estrutura hídrica, proximidade dos centros consumidores, malha de gasodutos já existentes, entre outros são essências para um funcionamento em escala comercial da exploração do gás não convencional. O somatório desses pilares torna algumas bacias sedimentares mais atrativas do que outras. As regiões que já possuem extração de petróleo em terra são mais propícias a esta infraestrutura completa. Todo investimento reflete em geração de empregos e o aumento no ciclo econômico.

3.2 Regiões nacionais com disponibilidade para implementar a exploração

Os índices condicionantes para viabilizar a técnica podem ser observados nas bacias sedimentares no território da Bahia, uma das mais promissora para reservatórios não convencionais, em especial de gás de folhelho. A Bacia do Recôncavo, berço da indústria petrolífera brasileira. Os pontos positivos do seu potencial são tanto geológicos quanto técnicos e logísticos. No Recôncavo estão os campos com potencial para a produção de recursos não convencionais como, por exemplo na Formação Candeias. Existe ainda infraestrutura de suporte à atividade petrolífera, além de fornecedores de bens e serviços especializados já instalados. Além disso,

⁴³ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 50

⁴⁴ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 57

a bacia está próxima aos centros consumidores de gás natural, fato que representa fator atraente aos investimentos.⁴⁵

Contudo, o método de faturamento das rochas, aplicado na produção do gás, tem causado grande preocupação com o risco de contaminação de aquíferos. A região mais densamente habitada na Bahia abrange a capital Salvador e as cidades vizinhas, tais como Lauro de Freitas e Camaçari. Esses polos habitacionais são abastecidos pelo aquífero São Sebastião, um exemplar geológico acima da distância dos folhelhos geradores. Assim, acidentes eventuais no fraturamento hidráulico, que resulte em vazamento do gás de folhelho, podem afetar o aquífero e arriscar a qualidade da água para o uso humano. Em relação aos impactos sobre a qualidade do ar, a tendência é de que estes sejam maiores ao nível local e regional, visto que as atividades se concentram nessa escala. Pela acumulação populacional estabelecida nos municípios localizados nessa região, pode-se esperar um aumento de discurso aos poluentes lançados no ar, derivados não só da exploração e produção de gás, mas também de um crescimento no tráfego de veículos e máquinas na região. Apesar das externalidades negativas referentes aos aquíferos e a qualidade do ar, o avanço tecnológico permite que a exploração do gás de folhelho, torne a atratividade da bacia do Recôncavo maior. A partir desse avanço, o governo do estado tem estudos para ampliar a malha de gasodutos e incentivar a produção de gás natural no Recôncavo Baiano.⁴⁶

Além da bacia do Recôncavo, também há atrativos na bacia do Paraná e da Parnaíba. Em destaque para a bacia do Paraná está na existência de uma rede de infraestrutura instalada nas proximidades da bacia, assim como a presença de um entusiasmado mercado consumidor e registros de descobertas, como do campo de Barra Bonita.⁴⁷ A recente aprovação ambiental preliminar para a disponibilização de áreas da bacia, no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, sinaliza também um esforço positivo

⁴⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 129

⁴⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 157

⁴⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 159

para a promoção de investimentos na mesma.⁴⁸ Já o tema base da bacia da Parnaíba se dá pelo índice alto de sucesso na exploração de gás natural devido ao seu potencial e infraestrutura bem definidos.⁴⁹

Apesar de todas as bacias sedimentares terem pontos estratégicos, o avanço das tecnologias somado ao aperfeiçoamento do licenciamento ambiental é de suma importância para o avanço do impasse entre o poder público e a opinião populacional. Embora no cenário nacional ainda não exista a experiência necessária voltada para a exploração do gás não convencional, países vizinhos podem refletir tais experiências e auxiliar no uso tecnológico, legal, de incentivos e implementação operacional.

3.3 Apoio público e os programas governamentais

A falta de investimento, de infraestrutura, de dados geológicos e, até mesmo, de entendimento com o público, faz com que a extração do gás de folhelho torne-se algo quase que inviável face às opiniões públicas, dado que as desvantagens estão muito mais expostas e destacadas na grande maioria dos meios de comunicação, quando comparadas às divulgações das vantagens.

Notoriamente, a sociedade é induzida a pensar exclusivamente no âmbito de demolição, desconsiderando os avanços que as tecnologias associadas à execução da atividade vêm sofrendo e, ainda mais relevante, os exemplos dos países que programaram a extração do gás de folhelho. Sem mensurar os benefícios e as potenciais reservas do país para o gás não convencionais, como a geração de renda, conteúdo local, *royalties*, tributos e de empregos. Essa visão distorcida do real cenário, seguida da precária infraestrutura, dificulta o progresso para a ampliação da malha energética nacional.⁵⁰

⁴⁸ EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

⁴⁹ EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

⁵⁰ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 185

Ademais, as populações locais e os órgãos de meio ambiente estaduais, já conhecedores dos impactos positivos e negativos da indústria petrolífera, podem contribuir para a tomada de decisão em relação à exploração de gás de folhelho, agora com o uso intensivo das técnicas de fraturamento hidráulico, garantindo os benefícios sociais de geração de emprego, recursos energéticos e renda dela advinda.⁵¹

Em decorrência desta falta de informação e engajamento, a criação de programas governamentais como o Gás para Crescer, a Nova Lei do Gás, o Novo Mercado do Gás, o REATE e o Poço transparente são iniciativas para a ampliação do canal de comunicação entre o poder público, a população e os investidores. Em comparativo os programas de ponta como SHEER E MSEEEL são pontuais no que tange o empreendimento.

O Programa REATE, ao colocar em pauta a reativação dos campos terrestres foi um importante primeiro passo em direção ao desenvolvimento da indústria de gás de folhelho no país. A partir do programa, o governo prevê que a produção terrestre brasileira seja mais que triplicada até 2030, passando para 500 mil barris/dia. Considerando que a maioria desses campos se encontra em fase madura, abre-se a discussão sobre a utilização de técnicas de fraturamento hidráulico no país, entendendo que o desenvolvimento de recursos não convencionais pode contribuir para a manutenção das atividades exploratórias nessas bacias.⁵²

O alvo do projeto-piloto ou poço transparente é gerar mais competência sobre o assunto, tanto do ponto de vista geológico e operacional quanto ambiental, para ser possível avaliar os riscos da atividade e a capacidade do governo para monitorar essa categoria de projeto. Ao permitir que as petroleiras façam perfurações em áreas já concedidas com técnicas não convencionais, o projeto permitirá testar a produtividade dos reservatórios. Em particular na Bacia do Recôncavo, por ser um distrito com geo-

⁵¹ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em 27 mar. 2021.

⁵² DELGADO, F. J.; FEBRARO, J. FGV Energia. *Caderno de Opinião. O programa REATE e a desmistificação do fraturamento hidráulico no Brasil*. Rio de Janeiro, Brasil. 2018

logia conhecida e com relato de perfurações e fraturamento hidráulico de baixa proporção em reservatórios convencionais.⁵³

Sua efetivação trará visibilidade para os recursos de baixa permeabilidade e estrutura na apreciação de como superior ampliar essa fonte de energia no Brasil. Este projeto-piloto será útil para testar suposições antes de produzir o gás de folhelho em uma graduação maior, além de uniformizar conceitos e difundir competência e informações sobre recursos de folhelho e a técnica do fraturamento hidráulico no país.⁵⁴

Algumas das melhores práticas sobre a efetivação de projeto-piloto de perfuração e fraturamento hidráulico acontecem na Polônia e nos EUA, nos respectivos SHEER (Gás de folhelho Exploration and Exploitation Induced Risk) e MSEEL (Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory).

Cabe referir que o desenvolvimento da exploração de folhelho difere nos EUA e na Europa por diversos motivos. Um deles é a densidade populacional, que nos países europeus é superior, afetando negativamente o processo de consumo como custos e dificuldades. Outro ponto é a legislação nos direitos de recursos do subsolo, que na maioria dos países europeus, Polônia inclusive, é do Estado e não do proprietário da terra como nos EUA. Mais uma alteração vem no excesso de água necessária para o processo de fraturamento hidráulico, um recurso mais escasso na Europa do que nos Estados Unidos – a Polônia, por exemplo, tinha em 2011 um sexto do desimpedimento *per capita* de recursos hídricos dos EUA.⁵⁵

Dessa forma, projetos voltados para o gás não convencional visam conferir credibilidade, sustentabilidade e aquisição de conhecimento. Assim como ampliar o conhecimento sobre a técnica de fraturamento hidráulico, principalmente para os órgãos ambientais, entre os entes

⁵³ RECHDEN, Raul. O shale gas à espreita no Brasil. Santa Catarina, 15 fev. 2019. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/o-shale-gas-a-espreita-no-brasil/>. Acesso em: 19 abr. 2021.

⁵⁴ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 178

⁵⁵ SETTA, F.; BERGAMASCHI, S.; RODRIGUES, R.; JONES, C.; CHAVES, H.; BRITO, M.; PEREIRA, E. 2020. The volumetric potential assessment of the oil shales of Tremembé Formation, Taubaté Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2020) 10:1835–1848. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00846-z>.

públicos e toda a sociedade, auxiliam no manejo da informação, viabilizam maiores investimentos e apoio.⁵⁶ Um exemplo claro que projetos voltados para a viabilidade dos poços, podem facilitar é na região sul país, onde se estende a bacia sedimentar do Paraná. Por serem portadores de terras férteis, a agricultura na Região Sul do Brasil é uma das principais atividades econômicas e, em contrapartida, também é uma região que detém grande potencial de extração do gás de folhelho. O que se torna um impasse para os agricultores proprietários da terra, dado que, além do medo associado à contaminação da Bacia do Rio Paraná, apenas a servidão não é um atrativo econômico para disponibilizarem suas terras para exploração do folhelho. De fato, a percepção mudaria caso houvesse uma alteração em lei, visando o aumento da participação do proprietário nessa transação ou maior elucidação e apoio aos agricultores com o uso da terra.

3.4 Impactos possíveis referentes à exploração de petróleo em terra e da exploração de folhelho.

A relação entre a exploração antes e depois da extração do gás difere e necessita de cuidados e advertências diferentes. Como, por exemplo, um poço fora de uso encontra-se um piso de concreto nivelado, uma cerca ao redor de um buraco fechado onde à perfuração ocorreu, um desconhecido pedaço de tubulação, alguns tijolos, acessórios de plástico que poderiam ter vindo de qualquer canteiro de obras.

Na perfuração exploratória, o ciclo de vida dos blocos de fratura é curto, porventura três meses. Entretanto, um poço ativo e em plena atividade contém uma vasta máquina como um guindaste deslizando periodicamente para cima e para baixo nas profundezas da terra, luzes de inundação, um posto de controle, homens da segurança, trabalhadores com capacetes.⁵⁷ O barulho estável

⁵⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 96

⁵⁷ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em 27 mar. 2021.

dos caminhões, entre outros incômodos. Em relação a esta condicionante é executável fazer uma comparação entre os impactos gerados na perfuração de petróleo nos municípios e os impactos da exploração do gás não convencional. Com base no recorte pontual dos dezoito municípios apresentados, um levantamento relevante pode ser avaliado entre a exploração de petróleo e o de gás não convencional (NCv). Nessa perspectiva, impactos como o ambiental transformam o peso na decisão em investimento na nova modalidade. Tal levantamento pode ser ponderado no Quadro 1.

Quadro 1 Possíveis impactos ambientais na produção de gás não convencional e petróleo terra

Tema	Motivo	Petróleo	NCv
Solo	Desmatamento e/ou queimada;	x	
	Poluição do solo	x	x
	Dano a área protegida Impermeabilização do solo		x
	Sismicidade induzida pelo fracking o potencial de impacto à integridade dos poços, criação de "rotas" geológicas para poluentes; possíveis tremores de terras, etc.		x
Ar	Poluição atmosférica	X	x
	Emissões para a atmosfera provenientes da construção e perfuração de poços, resultando em impactos locais na qualidade do ar.		x
	Emissões de gases de efeito estufa (GEE) durante a construção e perfuração de poços.		x
	Partículas visíveis no ar		X
Água	Contaminação / intoxicação por substâncias nocivas na água;	x	
	Falhas na estrutura do poço, resultando em poluentes liberados do poço para as águas subterrâneas.		X
	Consumo elevado de água pelas atividades de fracking, afetando a disponibilidade e a qualidade dos recursos hídricos: impacto aos sistemas aquáticos e aos usos da água./		X
	Derrame na superfície de fluidos do fracking e águas residuais, resultando em poluição das águas superficiais		X

Fonte: Elaboração do próprio autora, partir de AFWE (2015).⁵⁸

⁵⁸ Elaboração da própria autora, partir de AFWE (2015)

O aspecto social também é de suma importância para ponderar em qual região serão implementadas as explorações e qual será o grau de impacto na região. Com base em no recorte pontual e na experiência da exploração em terra é possível fazer uma ponderação entres os impactos do petróleo e o impacto do gás não convencionais relatos em outros países, como exposto no Quadro 2.

Quadro 2 Possíveis impactos sociais na produção de gás não convencional (NCv) e petróleo terra

Motivo	Petróleo	NCv
Impactos na paisagem e impactos visuais devido às atividades operacionais	X	X
Perda direta ou danos às características e paisagens do patrimônio cultural devido a construção do poço e da infraestrutura associada		X
Geração de resíduos de construção e perfuração		X
Gerenciamento ineficaz dos resíduos	X	
Problemas de perturbação e incômodo de forma geral		X
Riscos associados à saúde e segurança dos trabalhadores no local		X
Emissões atmosféricas, poeira e ruído associado às atividades de construção e perfuração, resultando em impactos adversos nos receptores próximos.		X
Falta de incentivo para contratação de mão de obra local	X	X
Aumento do fluxo migratório;	X	X
Urbanização desordenada;	X	X
Aumento do fluxo de transporte		X
Desemprego;	X	X
Aumento de doenças transmissíveis ou crônicas;	X	
Piora na qualidade de vida	X	X
Urbanização desordenada	X	X
Aumento do fluxo migratório	X	
Doenças não transmissíveis ou crônicas	X	
Violência	x	

Fonte: Elaboração do próprio autor, a partir de AFWE (2015).⁵⁹

⁵⁹ Elaboração do próprio autora partir de AFWE (2015).

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A reabilitação da exploração em terra reestabelece a discussão de forma isenta e transparente, a exploração de recursos não convencionais no Brasil. O desenvolvimento da infraestrutura da indústria de folhelho é atraente para a atenuação de incertezas e monetização desse insumo, garantindo a casualidade de exportação.⁶⁰ Em comparativo com países que já utilizam esta prática, os Estados Unidos reduziram sua fragilidade externa, incrementando a produção por pequenos produtores e deslocando toda geopolítica mundial do petróleo e gás em uma curta duração de tempo. Outros países como Argentina e China, visam a exploração de gás como um novo mercado com alta rentabilidade e com poucos concorrentes. Como a Polônia a independência energética é o principal ponto que uni todos os países produtores.

Na conjuntura econômica, em 2010 até 2015, a indústria do folhelho foi autor por um acréscimo no PIB americano de 1%, correspondendo a 10% de seu crescimento na fase, ainda que o setor correspondesse a menos de 1,5% da economia americana⁶¹. Para 2035, as expectativas são de geração de 1,6 milhão de novos empregos e de um imposto para o PIB de US\$ 230 bilhões, além de ganhos acumulativos de mais de US\$ 933 bilhões em impostos e *royalties* ao longo de 25 anos⁶²

A aplicação na reconstrução dos ativos e o coerente aumento da produção de petróleo e gás terrestre nacional são importantes para diversos municípios, pois os campos de produção terrestre estão localizados no interior do país ou em locais de difícil acesso. Em superioridade, os municípios envolvidos têm baixa receita e baixo índice de desenvolvimento humano (IDH) e os *royalties* do petróleo pesam significativamente em seus orçamen-

⁶⁰ DELGADO, F. J.; FEBRARO, J. FGV Energia. Caderno de Opinião. O programa REATE e a desmistificação do fraturamento hidráulico no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil. 2018

⁶¹ MELEK, N; PLANTE, M. & YÜCEL, M. The U.S. shale oil boom, the oil export ban, and the economy: A general equilibrium analysis

⁶² YU, S. Evaluation of socioeconomic impacts on and risks for shale gas exploration in China, 2014.

tos.⁶³ Em relação a tal perspectiva, o comparativo entre a média de repasse municipal de *royalties* entre 2013/2020 e a média do IDH (2000/2010) dos últimos censos do IBGE de municípios já apresentados pode ser relevantes para o deslumbre do apoio financeiro em contrapartida ao desenvolvimento social da região, como pode ser analisado no Gráfico 1.

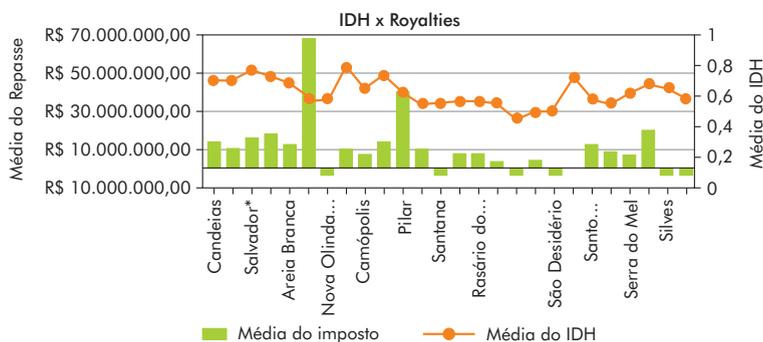


Gráfico 1 Média de IDH(2000/2010) X Média de repasse de *Royalties*(2010/2020)

Fonte: Elaborado pelo autor, baseado no IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2000. Resultado dos Dados Preliminares do Censo – 2010. www.ibge.gov.br/cidade@; Portal da Transparência do Governo Federal, convênio por estados/município : banco de dados. Disponível: <http://www.portaltransparencia.gov.br>

Dessa forma, dado que o interior do País historicamente conta com menos infraestrutura que o litoral, empreendimentos voltados para área de petróleo e gás visam gerar ocupação e renda para a população local. Com total aplicação gerada, o embate positivo atua em todas as esferas. Transformando pequenos povoados em grandes municípios, fazendo com que a economia local evolua. A indústria de não convencionais pode colaborar para acrescentar a infraestrutura de escoação da produção com uma malha perene de novos gasodutos que interligue o País e possibilite atividades futuras.⁶⁴

⁶³ BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social et al. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO TERRESTRE NO BRASIL. 49. ed. Rio de Janeiro, mar 2019. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16962/3/PRArt214594_Producao%20de%20pretroleo%20terrestre%20no%20Brasil_PBD.pdf. Acesso em: 13 abr. 2021.

⁶⁴ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: *Cadernos FGV Energia*, n. 12, ano 8, fev. 2021, p. 215

Toda a população, principalmente os residentes em atividades de exploração terrestre, tem sentido a resposta à aplicação. Por poderem afetar exatamente a vida dos moradores próximos a essas áreas, costumam ter impactos socioambientais, tais como: mitigação da poluição das águas nos níveis d'água, poluição visual, aumento do fluxo migratório, contaminação sonora, etc. reduzir esse reflexo. Recursos não convencionais exigem cada vez mais métodos técnicos específicos para tornar seu impacto mais pontual e significativo, como o fraturamento hidráulico.

As pequenas empresas são responsáveis pela maior parte do investimento na exploração do solo. As características das bacias de gás de folhelho ou de exploração de petróleo com décadas de história são consideradas maduras. Com essa qualidade, o emprego em infraestrutura, pesquisa geológica e tecnologia são ainda maiores. Neste ponto, a atratividade é crucial para as empresas que pensam em investir na região. As grandes e médias empresas têm acertado elevados padrões de investimento tanto no empreendimento como na cidade onde está instalada. Exemplos dessas áreas incluem cidades produtoras do Recôncavo, Solimões, Bacia do Potiguar e outras regiões. As bases petrolíferas dessas cidades já existem. Com a queda do rendimento, o retorno econômico das grandes empresas deixa de ser agradável, logo a solução é repassá-lo para as pequenas. O rápido declínio no apoio financeiro do município, desde a falta de medidas de mitigação de conservação até a interrupção dos projetos sociais relacionados, afeta diretamente o aspecto social.

Nessa perspectiva, o apoio à exploração terrestre pode ser um instrumento para o estabelecimento de uma possível matriz energética e por consequência o anseio por futuras exportações. Todo investimento terá riscos e impactos e, com base nas experiências mais recentes da indústria do petróleo, esses riscos podem ser mitigados e evitados. Os aspectos socioeconômicos e ambientais são interdependentes e, se gerenciados de maneira adequada, podem se tornar um custo-benefício útil. A lucidez de outros países comprova a acasos de eficiência estrutural. No entanto, esse empreendimento é uma tecnologia consideravelmente nova, trazendo descobertas e a eventualidade de uniformizar seu uso.

REFERÊNCIAS

AFWE - *Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure Shale Gas Study. Final Report*, Foreign and Commonwealth Office. United Kingdom, 2015.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Boletim da produção de petróleo e gás natural*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-01-boletim.pdf>. Acesso em: 17 maio. 2021.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/12-rodada-de-licitacao-de-blocos>. Acesso em: 02 mar. 2021.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Boletim Anual – Preços do petróleo, gás natural e biocombustível*. Brasília, DF, 2012a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=62567/>. Acesso em: 22 maio. 2021.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Nota Técnica 02/2018 – AGR-DG/ANP, Rio de Janeiro, 28 de março de 2018*. Disponível em: http://www.anp.gov.br/arquivos/cap/2019/cap4/4.nota-tecnica-SDR_n68-2018.pdf. Acesso em: 30 jul. 2021.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-21-2014?origin=instituicao&q=Resolu%C3%A7%C3%A3o%20ANP%20n%C2%BA%2021,%20de%2010%20de%20abril%20de%202014>. Acesso em: 30 jul. 2021.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Projetos realizados: Bacia dos Parecis. Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica da ANP (PPA 2007-2014) - Resultados por bacia*, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/ppa-2007-2014/projetos-realizados>. Acesso em: 30 jul. 2021.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Gás Natural Não-Convencional*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em 11 mai. 2021.

Air Quality Expert Group; *Potential Air Quality Impacts of Shale Gas Extraction in the UK*; Department for Environment, Food and Rural Affairs; Scottish Government; Welsh Government; and Department of the Environment in Northern Ireland; 2018.

AIZHU, Chen et al. *China aims to rev up shale gas drive, wean itself off imports amid U.S. trade row*. SINGAPORE/BEIJING, 2019. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-china-energy-naturalgas/china-aims-to-rev-up-shale-gas-drive-wean-itself-off-imports-amid-u-s-trade-row-idUSKCN1VN0V6>. Acesso em: 28 abr. 2021.

AMIGO DE LA TIERRA FRANCIA et al. O documentário Fracking Patagonia mostra a nova febre dos hidrocarbonetos não convencionais da Argentina à França. Sua estreia em 13 de maio em Paris foi acompanhada pela publicação do relatório de pesquisa *Challenging the limits*. Patagônia, 2014. Disponível em: <http://terresdeschiste.fr/es/inicio/>. Acesso em: 19 mar. 2021.

AMORIM, Lívia. *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.

APTE, Simon C et al. *Assessing the potential impacts of hydraulic fracturing on water and soil quality in the vicinity of well sites in the Surat Basin, Queensland*. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://gisera.csiro.au/wp-content/uploads/2020/04/Water-12-Milestone-7-final-report.pdf>. Acesso em: 9 mar. 2021.

ARGENTINA. *Resolución 24/2008*. Boletín Nacional del 13-Mar-2008. Disponível em <https://www.argentina.gob.ar/>. Acesso em 22 mai. 2021.

BLS (EUA). U.S Bureau of Labor Statistics (org.). *Monthly Labor Review*. Washington, DC, 6 jan. 2018. Disponível em: <https://www.bls.gov/opub/mlr/2015/article/industry-employment-and-output-projections-to-2024.htm>. Acesso em: 5 abr. 2021.

BNAMERICAS. *Bajo la lupa: Las lecciones del impacto ambiental del fracking en Argentina*. Argentina, 2020. Disponível em: <https://www.bnamericas.com/es/repotajes/bajo-la-lupa-las-lecciones-del-impacto-ambiental-del-fracking-en-argentina>. Acesso em: 4 abr. 2021.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). *Produção De Petróleo Terrestre No Brasil*. 49. ed. Rio de Janeiro, mar 2019. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16962/3/PRArt214594_Producao%20de%20pretróleo%20terrestre%20no%20Brasil_P_BD.pdf. Acesso em: 13 abr. 2021.

BRASIL. Programa de Parceria de Investimentos. Petróleo e Gás - Projeto Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/apoio-ao-licenciamento-ambiental-da-execucao-do-projeto-poco-transparente-em-reservatorio-de-baixa-permeabilidade>. Acesso em: 9 abr 2021.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zonaamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019*. Brasília: MME/EPE, 2019. (Nota técnica). Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zonaamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: 18 mar de 2021.

Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME). *REATE 2020 - Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres*. Disponível em <http://antigo.mme.gov.br/documents/36112/1188297/Plano+de+A%C3%A7%C3%A3o+Integrado+REATE+2020.pdf/3ebac131-74c3-243a-f3e5-aa35f5b7eebf?version=1.0&download=true>. Acesso em 15 mai. 2021.

Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME). Relatórios do comitê REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/relatorios-do-comite-reate-2020> Acesso em 15 mai. 2021.

Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME). Relatório subcomitê Potencial de Petróleo e gás onshore. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/reate-2020/relatorios-do-comite-reate-2020/documentos/relatorio-subcomite-iii-2013-plano-de-trabalho-potencial-de-oleo-e-gas-onshore.pdf> Acesso em: 19 abr. 2021.

CENTRO BRASILEIRO DE INFRA ESTRUTURA (CBIE). *O Que É O Shale Gas?*. [S. l.], 14 ago. 2020. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-e-o-shale-gas/>. Acesso em: 20 maio 2021.

CHAVES, Giovanna. Projeto poço transparente: gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica: Este trabalho visa explorar as experiências internacionais com a execução de poços transparentes. [S. l.]: FGV Energia, 21 set. 2018. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/projeto-poco-transparente-testes-para-reservatorios-de-baixa-permeabilidade-gerando-conhecimento-via-avaliacao-ambiental-previa-estrategica/>. Acesso em: 28 mar. 2021.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Estado da Bahia: Benefícios Econômicos e Sociais. 2017.

COORDENAÇÃO REDE GASBRAS SEÇÃO MINAS. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais. In: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *O Desenvolvimento da Exploração de Recursos Não-Convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021.

COUNTRYECONOMY *et al.* Índice de desenvolvimento. EUA, 2020. Disponível em: <https://pt.countryeconomy.com>. Acesso em: 05 maio. 2021.

DAL-CERE JR., P. R. 2012. *Reservatório de gás não convencional: história de caso na Bacia do Recôncavo – Brasil*. 81 p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.

DELGADO, F. J.; FEBRARO, J. FGV Energia. Caderno de Opinião. O programa REATE e a desmistificação do fraturamento hidráulico no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil. 2018

DELGADO, F. Projeto poço transparente: testes para reservatórios de Baixa permeabilidade - gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. FGV Energia, outubro, 2018. pg.13.

DELGADO, F., RESENDE, L. & ROITMAN, L. *Cenários e oportunidades globais para a indústria brasileira de GNL*, 2017

DUFILHO, A. C. Impactos associados à exploração do gás não convencional em Neuquen – Argentina. Mesa Redonda da Rede Gasbrás, 2020. Acessado em: 13 abr. 2021

Edwards RWJ & Celia M A, 2018. Shale gas well, hydraulic fracturing, and formation data to support modeling of gas and water flow in shale formations. *Water Resources Research*, v. 54.

EIA (EUA). U.S Energy Information Administration (org.). Texas State Energy Profile. Texas, 2017. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/print.php?sid=TX>. Acesso em: 28 abr. 2021.

EIA. U.S. Energy Information Administration. 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil - September 2015. Washington: U.S. Department of Energy, 2015. p 30

EIA. U.S. Energy Information Administration. 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC: U.S. Department of Energy, p. 6-7.

EIA/ARI. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. Advanced Resources International, Arlington, EUA. 2015.

EPA, 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F.

EUROPEAN COMMISSION DG ENVIRONMENT et al. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. [S. l.], 2012. Disponível em: <https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>. Acesso em: 4 abr. 2021.

FEBRARO, Júlia. A desmistificação do fraturamento hidráulico no Brasil: No ambiente onshore brasileiro, o aproveitamento de recursos não convencionais pode contribuir fortemente para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias maduras, por aumentar o fator de recuperação desses campos. [S. l.], 21 set. 2018. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/a-desmistificacao-do-fraturamento-hidraulico-no-brasil/>. Acesso em: 13 mar. 2021

FGV ENERGIA. O shale gas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de baixa permeabilidade. Disponível em <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-fgv-energia-o-shale-gas-espreita-no-brasil-desmistificando-exploracao-de-recursos-de-baixa-permeabilidade.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2021.

Fundação Getúlio Vargas (FGV) & Ministério de Minas e Energia (MME). *O Desenvolvimento da Exploração de Recursos Não-Convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia, n. 12, ano 8, fev. 2021. et al. Disponível em: http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/30198/caderno_desenvolvimento_da_exploracao_de_recursos_nao-convencionais_no_brasil.pdf?sequence=1&isAllowed=y;.. Acesso em: 20 mar. 2021.

FIOCRUZ. Mapa de conflitos. MAPA DE CONFLITOS ENVOLVENDO INJUSTIÇA AMBIENTAL E SAÚDE NO BRASIL. [S. l.], 2009. Disponível em: <http://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/>. Acesso em: 15 mar. 2021.

HRT. 2010. Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A.

HYDROCARBONS TECHNOLOGY et al. Vaca Muerta Shale Oil and Gas Field. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/vaca-muerta-shale-oil-and-gas-field/>. Acesso em: 29 mar. 2021

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). 6.1. ed. , 2017. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em: 10 mar. 2021.

JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY TWITTER LINKEDIN PINTEREST YOUTUBE (Austrália). Australia Study Finds Few Environmental Effects From Hydraulic Fracturing in Coal Seams: A 3-year study of air quality, soils, groundwater, and waterways found few to no effects as a result of hydraulic fracturing operations in Surat Basin coal seam formations.. [S. l.], 27 abr. 2020. Disponível em: <https://jpt.spe.org/australia-study-finds-few-environmental-effects-hydraulic-fracturing-coal-seams>. Acesso em: 11 mar. 2021.

Kuuskraa, V.; Stevens, S. H.; Moodhe, K. D. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States; U.S. Energy Information Administration: Washington, DC, 2013.

Lei, X., Su, J. & Wang, Z. Growing seismicity in the Sichuan Basin and its association with industrial activities. *China Earth Sci.* 63, 1633–1660 (2020). <https://doi.org/10.1007/s11430-020-9646-x>

Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory - MSEEL. Disponível em: <http://www.mseel.org/>. Acesso em agosto de 2020.

McLELLAN SUÁREZ, Luiz Alberto Pimenta. *Os desafios para exploração de shale gas no Brasil a partir da análise da experiência americana*. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Bacharelado em Economia). 2016.

MELEK, N; PLANTE, M. & YÜCEL, M. The U.S. Shale Oil Boom, the Oil Export Ban, and the Economy: A General Equilibrium Analysis. National Bureau of Economic Research Working Paper Series, No. 23818, September 2017.

MIRANDA, F. S. Pimenteiros Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil. Search and Discovery Article #10639 (2014), AAPG International Conference & Exhibition, Istanbul, 2014. 22.

OIL AND GAS NEWS (Austrália). CSIRO confirms hydraulic fracturing safe for environment: A 3-year study of air quality, soils, groundwater, and waterways found few to no effects as a result of hydraulic fracturing operations in Surat Basin coal seam formations.. [S. l.], 28 abr. 2020. Disponível em: <https://www.oilandgastoday.com.au/csiro-confirms-hydraulic-fracturing-safe-for-environment/>. Acesso em: 11 mar. 2021.

PIRES, Adriano. Brasil precisa quebrar o monopólio para avançar no setor energético. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/espaco-do-adriano/brasil-precisa-quebrar-o-monopolio-para-avancar-no-setor-energetico/>

PORTAL DA TRANSPARÊNCIA. Detalhamento de Recursos Transferidos por UF e Município. 2.3. ed. [S. l.], 24 abr. 2020. Disponível em: <http://www.portaltransparencia.gov.br/transferencias/consulta?ordenarPor=mesAno&direcao=desc>. Acesso em: 26 abr. 2021.

Rahm, B. G.; Bates, J. T; Bertoia, L. R.; Galford, A. E.; Yoxtheimer, D. A.; Riha, S. J. Wastewater Management and Marcellus Shale Gas Development: Trends, Drivers, and Planning Implications. *Journal of Environmental Management*, 2013, 120, 105–113.

Rahm, B. G.; Riha, R. J. Evolving shale gas management: water resource risks, impacts, and lessons learned. *Environmental Science – Processes and Impacts*, 2019, v. 16, 1400-1412.

RECHDEN, Raul. O shale gas à espreita no Brasil: O pouco conhecimento científico e o limitado número de publicações científicas disponíveis sobre o potencial exploratório de shale gas/oil no Brasil, impõem que sejam realizados estudos no intuito de contribuir para uma possível exploração desse recurso. Santa Catarina, 15 fev. 2019. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/o-shale-gas-a-espreita-no-brasil/>. Acesso em: 19 abr. 2021.

Riha, S. J. Wastewater Management and Marcellus Shale Gas Development: Trends, Drivers, and Planning Implications. *Journal of Environmental Management*, 2013, 120, 105–113.

Rahm, B. G.; Riha, R. J. Evolving shale gas management: water resource risks, impacts, and lessons learned. *Environmental Science – Processes and Impacts*, 2019, v. 16, 1400-1412

SETTA, F.; BERGAMASCHI, S.; RODRIGUES, R.; JONES, C.; CHAVES, H.; BRITO, M.; PEREIRA, E. 2020. The volumetric potential assessment of the oil shales of Tremembé Formation, Taubaté Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2020) 10:1835–1848. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00846-z>. Acesso em: 23 abr. 2021.

SHALE EN ARGENTINA et al. Shale en Argentina. Buenos Aires, 2020. Disponível em: <http://www.shaleenargentina.com.ar/>. Acesso em: 1 abr. 2021.

Tian, L.; Wang, Z.; Krupnick, A.; Liu, X. Stimulating shale gas development in China: A comparison with the US experience. *Energy Policy* 2014, 75, 109–116.

TONG, X.; ZHANG, G.; WANG, Z.; WEN, Z.; TIAN, Z.; WANG, H.; MA, F.; WU, Y. 2018. Distribution and potential of global oil and gas resources. *Petroleum. Explor. Develop.* 45(4): 779-789. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30081-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30081-8). Acesso em: 23 jul de 2021.

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY – OFFICE OF FOSSIL ENERGY (U.S. DOE). *NATURAL GAS FROM SHALE: Questions and Answers*. Washington, D. C. 2013. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/04/f0/complete_brochure.pdf. Acesso em: 02 maio de 2021.

U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS. Shale gas production and labor market trends in the U.S. Marcellus-Utica region over the last decade, 2018. Disponível em: <https://www.bls.gov/opub/mlr/2018/article/shale-gas-production-and-labor-market-trends-in-the-us-marcellus-utica-region-over-the-last-decade.htm>. Acesso em: 02 maio de 2021.

U.S. Energy Information Administration. *Annual Energy Outlook 2016*. Washington, DC - USA: U.S. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo16/MT_naturalgas.php#natgasprod_exp. Acesso em: 27 mar. 2021.

U.S. Energy Information Administration. *U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. Natural Gas Data. August 7, 2020. Disponível em: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_epg0_fgw_mmcfa.htm. Acesso em: 18 maio 2021

U.S. Environmental Protection Agency; Oil and Natural Gas Production Facilities: National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants (NESHAP); <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/oil-and-natural-gas-production-facilities-national-emission> Acessado em: 23 março 2021.

YOUNGER P. L. How can we be sure fracking will not pollute aquifers? Lessons from a major longwall coal mining analogue (Selby, Yorkshire, UK). *Earth and Environmental Science Transactions of the Royal Society of Edinburgh*. 106.02 (2016): 89-113.

YU, S. Evaluation of socioeconomic impacts on and risks for shale gas exploration in China. *Energy Strategy Reviews*, Volume 6, 2015, Pages 30-38. ISSN 2211-467X.

CHAMBRIARD, M. & NEVES, P. Petróleo, Gás Natural, Emprego e Renda. Estimativas para 2030, *Caderno Opinião*. FGV Energia. Janeiro, 2020

ZOU, C.; YANG, Z.; HUANG, S.; MA, F.; SUN, Q.; LI, F.; PAN, S.; TIAN, W. 2019. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas. *Petroleum. Explor. Develop.* 46(3): 451–462. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60026-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60026-1). Acesso em: 02 maio de 2021.

6

PROJETO POÇOS TRANSPARENTES: TESTES PARA RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE - GERANDO CONHECIMENTO VIA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA PRÉVIA

**Fernanda Delgado
Gabriela Roman Michalowski
Izabella Spoladore
Victor Lemos**

INTRODUÇÃO

O Conselho Nacional de Política energética (CNPE) aprovou em 29 de outubro de 2018 a execução do projeto Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural.¹ E em 5 de maio de 2020, o Projeto foi qualificado, no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República (PPI), para fins de apoio ao licenciamento ambiental e outras medidas necessárias à sua execução.² É conferido, aos empreendimentos e projetos qualificados no PPI, o tratamento prioritário previsto na legislação, o qual agiliza processos e atos de órgãos públicos para sua viabilização. A iniciativa, que visa fomentar o aproveitamento de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade, faz parte do Programa Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), do Ministério de Minas e Energia (MME).³

1 RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE NO BRASIL

A importância do gás natural nas matrizes energéticas mundiais é, majoritariamente, consenso. Segundo a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA), a segurança energética é o uso ininterrupto de fontes de energia fisicamente disponíveis a preços acessíveis.⁴

¹ Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Memória Da 5ª Reunião Extraordinária. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/memorias-da-reuniao/2019/memoria-da-5a-rext_cnpe.pdf. Acesso em 27 jun. 2021.

² Programa de Parcerias de Investimentos. Petróleo e Gás - Projeto Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/apoio-ao-licenciamento-ambiental-da-execucao-do-projeto-poco-transparente-em-reservatorio-de-baixa-permeabilidade>. Acesso em 5 jul. 2021.

³ Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 27 jun. 2021.

⁴ International Energy Agency – IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/>. Acesso em: 10 set. 2018.

O conceito se confunde, porém, com o da independência energética, onde a energia é procurada dentro do país para reduzir o peso das importações na demanda de energia. Nesse sentido, muito tem sido discutido sobre a importância da revitalização da exploração *onshore* no Brasil, tema que ganhou força com o programa REATE, Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, uma política nacional de fomento a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil, de modo a propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional.⁵ Essa discussão abre as portas para um mercado quase inteiramente novo no país: a exploração de recursos de baixa permeabilidade, em especial, folhelhos.

Dentre os atingimentos do programa REATE estão a redução do percentual de *royalties* para campos maduros para 5% visando a extensão da vida dos campos e a definição de blocos em bacias terrestres a serem objeto de licitação, sob regime de concessão, na Oferta Permanente da ANP. A medida visa atrair investimentos para as bacias maduras, desenvolver a indústria terrestre com o incentivo à participação das pequenas e médias empresas, além de estimular as atividades exploratórias nas bacias terrestres de nova fronteira, aumentando o conhecimento geológico sobre essas bacias e descentralizando investimentos.

O Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, está realizando desde o início de 2020, em alguns estados do país, um evento denominado Mesa REATE. Essa etapa do programa tem como objetivo reunir os membros do Comitê REATE, os diversos órgãos estaduais e federais, assim como outros atores envolvidos na discussão do cenário *onshore* nacional, para obter interlocuções e articulações dos desafios que foram previamente levantados e as deliberações e encaminhamentos finais pelo MME.

Os anos de 2019 e 2020 foram marcados pelo declínio de investimentos em *upstream* declinando cerca de 29% de 2019 para 2020, ao menor

⁵ Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 27 jun. 2021.

nível em 15 anos, segundo a Rystad Energy.⁶ Os investimentos em não-convencionais nesses anos foram os que mais sofreram.⁷

Todavia, o ano de 2021 traz uma nova perspectiva sobretudo para a indústria do *shale*; se, no início da pandemia, por um lado ficaram proibitivos projetos com altos CAPEX e altos *break-evens*, por outro exacerbou a busca por projetos de ciclos curtos. Ademais, vale ressaltar que as receitas brutas das *majors* de óleo e gás têm projeção de subir 55% em relação a 2020, atingindo US\$ 500 bilhões. Isso conjugado com um investimento projetado de 2%, culminará em lucros maiores e recorde em fluxo de caixa livre, que deve chegar a US\$ 348 bilhões em 2021, muito mais que os US\$ 60 bilhões estimados para o segmento *offshore*, demonstrando recuperação do setor no período posterior à primeira fase da pandemia.⁸

Tendo em vista o cenário descrito, é preciso ressaltar que o reflexo no Brasil não há de ser integral e de igual força ao que se espera do resto do mundo. Todavia, considerando uma nova visão do Brasil acerca do gás natural: todo o esforço feito no sentido do REATE, a aprovação da Nova Lei do Gás e a discussão do próprio projeto Poço Transparente trazem um novo paradigma no que tange ao aproveitamento do gás natural convencional e não-convencional no Brasil.

Dessa forma, a discussão da exploração de *shale gas* no Brasil entra na pauta do dia, em que a oferta descentralizada de petróleo e gás natural poderia fomentar o desenvolvimento local e regional, a geração de emprego e renda, estimularia a expansão da malha de gasodutos do país, incitaria a expansão da geração termelétrica a gás na boca do poço, possibilitando o desenvolvimento de novos mercados, assim como a participação de empresas de menor porte no E&P nacional.

⁶ Oil & Gas Journal. 2020 global upstream investments set for 15-year low. Disponível em: <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14177655/2020-global-upstream-investments-set-for-15year-low>. Acesso em: 5 jul. 2021.

⁷ *Idem*.

⁸ Rystad Energy. A record cash flow is brewing for the world's public E&Ps in 2021 as US shale delivers super-profits. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/a-record-cash-flow-is-brewing-for-the-worlds-public-eps-in-2021-as-us-shale-delivers-super-profits/>. Acesso em: 27 jun. 2021.

Atualmente, não é possível explorar recursos não convencionais no Brasil devido a questões legais que suspenderam os procedimentos de fraturamento hidráulico. O esforço exploratório deste recurso, no entanto, deve ser discutido no país por várias razões. Primeiro, a diversidade de energia é importante em qualquer lugar. Explorar novas fontes traz independência energética, contribuindo para reduzir a importação de energia. Em segundo, está cada vez mais frequente cenário de estiagem no Brasil, que impacta a geração hidrelétrica, e da intermitência e variabilidade da geração eólica e solar, e, dessa forma, o gás de folhelho poderia ser parte de uma solução para aumentar o suprimento de gás natural e abordar os problemas enfrentados pelo setor elétrico.

Além disso, explorar este novo recurso contribuirá para a diversificação no fornecimento, possibilitando também a concorrência na distribuição do gás. Os preços de gás natural no Brasil são altos, especialmente quando comparado ao mercado norte-americano. As estimativas para o Brasil, seguindo uma taxa de câmbio média de R\$5,10US\$, são de US\$7,00/MMBTU, que significa um acréscimo de 25% comparado a dezembro de 2020. A Figura 1 mostra as estimativas de preço de molécula discriminadas por fonte de oferta ou contrato. O preço que a Petrobras vende no *citygate*⁹.

O gás natural é um insumo importante para o setor industrial e, conseqüentemente, essencial para o desenvolvimento econômico. Dessa forma, novas perspectivas de produção, como o gás de folhelho, podem contribuir para um mercado mais equilibrado no Brasil.

Entretanto, no país, entre outros fatores, existem dois grandes problemas em relação ao desenvolvimento do *shale gas* a partir do uso da técnica de fraturamento hidráulico: a competição com a produção norte-americana (de custo consideravelmente¹⁰ mais baixo) e questões regula-

⁹ U.S. Energy Information Administration – EIA. Henry Hub Natural Gas (Dollars per Million Btu). Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>. Acesso em: 24 jun. 2021.

¹⁰ A produção de gás nos Estados Unidos é de cerca de 2,5 milhões de metros cúbicos por dia e está aumentando rapidamente. O preço deste gás é de cerca de 0,75 centavos de dólar por MMBtu para um produtor e cerca de 1 dólar ou 1,5 dólares para uma operação comercial. Os produtores buscam, incessantemente, aumentar sua produtividade porque, uma maior eficiência contribuirá para uma melhor competitividade e menores impactos ambientais.

tórias e preocupações sociais, como as ambientais, que podem dificultar o desenvolvimento desse recurso.

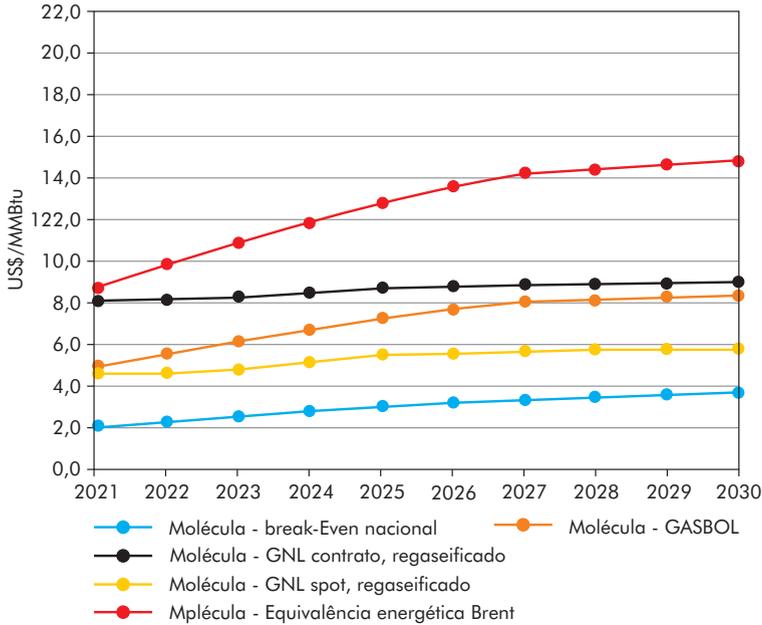


Figura 1 Preços de molécula, por fonte de oferta ou contrato (US\$/MMBtu). Não considera transporte, distribuição e tributos.

Fonte: EPE, 2020.¹¹

O Brasil conta com significativo potencial exploratório de *shale gas/oil*, ocupando a décima posição no ranking mundial, com 245 trilhões de pés cúbicos não provados, em termos de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas*.¹² Enquanto os EUA ocupam a quarta posição, com 665

¹¹ Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponível em: mme.gov.br. Acesso em: 5 jul. 2021.

¹² U.S. Energy Information Administration – EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>. Acesso em 24 jun. 2021.

Tcf, e a Argentina ocupa o segundo lugar, com 802 Tcf.¹³ Além disso, com o desenvolvimento de reservas concentradas nas bacias de Neuquén e Austral, a Argentina reverteu o declínio dos campos maduros e representa hoje um caso de sucesso de produção comercial fora dos Estados Unidos¹⁴ e acredita-se que 50% da produção de gás natural argentino será proveniente de fontes não convencionais até 2025.¹⁵

Um dos grandes efeitos da Revolução do *shale* nos Estados Unidos foi um *shift* em sua posição internacional, atingindo autossuficiência e segurança energética – de importadores líquidos, os americanos passaram a exportadores líquidos. Consequência desse padrão de comportamento energético também foi a redução dos preços internacionais do gás natural liquefeito (GNL).

Entre 2011 e 2015, a produção americana cresceu um MMbpd por ano, com manutenção dos níveis de consumo interno, de forma a fomentar um deslocamento das importações de óleo em função do aumento da produção própria. Passaram a sobrar no mercado internacional aproximadamente cinco milhões de barris de petróleo por dia em busca de novos mercados, o que foi responsável por forçar os preços para baixo. De fato, a partir de 2014 os preços caíram, afetando a indústria do petróleo em um novo momento marcado pela sobre oferta.¹⁶

Tendo em vista uma perspectiva de Brasil, é muito importante ter em mente a realidade de áreas interioranas no que tange ao abastecimento de gás natural e o potencial impacto do *shale* no atendimento a essas regiões.

Considerando o enfoque histórico da política energética nacional para atividades *offshore*, não é surpresa pensar que as regiões litorâneas são bem atendidas em sua demanda por gás, tendo em vista a proximidade dos locais

¹³ *Idem.*

¹⁴ U.S. Energy Information Administration – EIA. Argentina seeking increased natural gas production from shale resources to reduce imports. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29912>. Acesso em: 27 jun. 2021.

¹⁵ KPMG Global Energy Institute. A Brazilian Unconventional Revolution. Disponível em: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/br/pdf/2018/10/br-a-brazilian-unconventional-revolution.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2021.

¹⁶ KPMG Global Energy Institute. A Brazilian Unconventional Revolution. Disponível em: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/br/pdf/2018/10/br-a-brazilian-unconventional-revolution.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2021.

de exploração e a infraestrutura existente. Todavia, em se tratando do interior, o mesmo não ocorre – a ausência de uma ampla rede de gasodutos e exploração *onshore* tem como consequência um atendimento menos capilarizado.

Nesse sentido, a exploração e produção de não convencionais poderia cumprir o papel de melhor atender a essas populações, visto que o Brasil poderia contar com exploração *onshore* em suas reservas de *shale*, como por exemplo, as potencialidades da Bacia do Paraná. Além disso, o desenvolvimento dessas atividades pode contribuir para expansão da infraestrutura e malha de gasodutos.

Ainda assim, em prol do elenco de benefícios socioeconômicos, principalmente em relação à geração de empregos, no Brasil entende-se que o país deve iniciar um debate público para desmistificar a exploração do *shale gas* a partir da técnica de fraturamento hidráulico, tais como preocupações desproporcionais relacionadas aos seus reais impactos ambientais. Da experiência dos Estados Unidos, é possível discernir que os pequenos produtores são fundamentais para a expansão da indústria e que as comunidades onde se encontram os reservatórios têm lucrado com isso. É importante para a sociedade brasileira considerar o *trade-off* entre benefícios econômicos e potenciais impactos ambientais.

Nos Estados Unidos, a Revolução Energética promovida pelo *shale* no ano de 2010 significou a geração de 601.308 empregos entre diretos, indiretos e induzidos, juntamente com uma geração em imposto de 18.607 milhões de dólares, fora uma contribuição para o PIB de 76.880 milhões de dólares.¹⁷ Entre 2010 e 2015, a indústria de não convencionais nos EUA foi responsável por um crescimento do PIB americano de 1%, o que correspondeu a 10% de seu crescimento no período, mesmo que o setor correspondesse a apenas 1,5% da economia americana.¹⁸

¹⁷ COOPER, Jasmin.; STAMFORD, Laurence. & AZAPAGIC Adisa. Shale Gas: A Review of the Economic, Environmental, and Social Sustainability. In: Energy Technology. Volume 4. 2016. p. 772-792. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ente.201500464>. Acesso em 13 jun. 2021.

¹⁸ BILGILI, Faik.; KOÇAK, Emarh.; BULUT, Ümit. & SUALP, M. Nedim. How did the US economy react to shale gas production revolution? An advanced time series approach. In: Elsevier Energy. Volume 116, parte 1. 2015. p. 963-977. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544216314906>. Acesso em 13 jun. 2021.

Daí a importância do projeto de um poço transparente. Sua implementação trará visibilidade para os recursos de baixa permeabilidade e conformação na avaliação de como melhor desenvolver essa energético no Brasil. Este projeto piloto será útil para testar suposições antes de produzir o gás de folhelho em uma escala maior, além de padronizar conceitos e disseminar conhecimento e informações sobre recursos de folhelho e a técnica do fraturamento hidráulico no país.

O projeto piloto tem como objetivo validar as técnicas de monitoramento que permitirão a implementação da prática de forma ambientalmente segura, assim como, subsidiar a normatização ambiental e avaliar as condições de aplicabilidade da Resolução ANP nº 21/2014, que regulamenta as atividades de perfuração seguida de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional estabelecendo critérios rigorosos para o controle da atividade e a segurança para a saúde humana e o meio ambiente.

Projetos de poços transparentes já implementados, têm conseguido bons avanços no conhecimento e aperfeiçoamento tecnológico durante o uso do *fracking*, assim como na identificação dos impactos socioambientais associados. Por esta razão, o poço transparente emerge como uma alternativa cabível frente ao atual impasse ambiental-regulatório e, especialmente, sobre a exploração do óleo e gás não convencional no Brasil. A luz do êxito das experiências internacionais, projetos de poços transparentes poderiam atuar como mecanismos estratégicos para nortear quais as melhores práticas para harmonizar os preceitos de um desenvolvimento sustentável, uma vez que eles apontam quais os caminhos que podem ser trilhados para otimizar lucros e minimizar os riscos.

Deve-se atrelar os avanços em termos técnico-ambientais e regulatórios para assegurar a construção de um ambiente de maior confiabilidade para investidores e entidades socioambientais, assim como assegurar a transparência do processo, ou seja, o compartilhamento de relatos científicos, modelos obtidos, resultados esperados e respectivas incertezas, onde deverão ser tratados de forma clara e prontamente acessível à população. As especificidades de cada local, assim como os valores sociais e ambientais de cada comunidade também devem ser consideradas ao se trabalhar com o conceito de poço transparente no Brasil. Por fim, projetos transparentes podem ser um caminho a ser seguido para que toda sociedade

entenda os reais benefícios da indústria não convencional, bem como das probabilidades dos riscos socioambientais envolvidos, assim como das medidas de mitigação disponíveis.

2 PROJETOS DE POÇO TRANSPARENTE

Algumas das melhores práticas sobre a execução de projetos piloto de perfuração e fraturamento hidráulico acontecem na Polônia e nos EUA, nos respectivos SHEER (*Shale Gas Exploration and Exploitation Induced Risk*) e MSEEL (*Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory*). Por outro lado, a Argentina, destaca-se por uma estratégia mais agressiva de fomentação da indústria do *shale gas*. Para fins desse trabalho escolheram-se esses dois projetos como objetos de análise e o caso argentino, por entender um modelo de sucesso onde o fraturamento hidráulico foi aceito pela população local e impulsionou a produção nacional.

2.1 SHEER

A Polônia conta com uma das maiores reservas estimadas de *shale gas*, atrás apenas para a Rússia na Europa.¹⁹ Essas reservas, segundo estimativas da Agência Internacional de Energia, em 2013, seriam da ordem 187 trilhões de metros cúbicos de tecnicamente recuperável.

A exploração do recurso lograria maior segurança energética, diminuindo a dependência polonesa do abastecimento de energia por outros países, sobretudo a Rússia, donde importa 60% de seu gás consumido.²⁰ A Figura 2 demonstra a dependência da Polônia e da Europa como um todo do gás oriundo da Rússia.

¹⁹ U.S. Energy Information Administration – EIA. World Shale Resource Assessments. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>. Acesso em: 03 jul. 2021.

²⁰ GOLDTHAU, Andreas., SOVACOO, Benjamin. Energy Technology, Politics, and Interpretative Frames: Insights from Shale Gas Fracking in Eastern Europe. In: Global Environmental Politics. 2016. Disponível em: www.semanticscholar.org/paper/Energy-Technology-%2C-Politics-%2C-and-Interpretative-%3A-Goldthau-Sovacool/49b6eccfd49b324acd957879eb354dfce40669e2?p2df. Acesso em: 13 jun.2021.

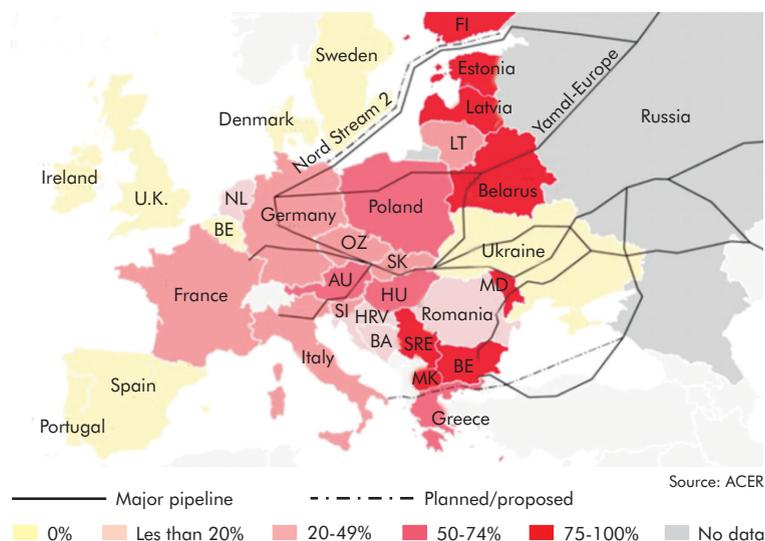


Figura 2 Dependência da União Europeia do gás natural russo

Fonte: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2018.

A possibilidade de reduzir a dependência de um país rival como a Rússia obteve apoio popular e, por isso, já em 2007, o Ministério do Meio Ambiente polonês iniciou o desenvolvimento da indústria de não-convencionais no país.

Nesse sentido, o projeto SHEER foi implementado para buscar um maior entendimento das técnicas de exploração, promover desenvolvimento tecnológico e *know-how*, além de minimizar riscos ambientais e prestar contas à sociedade. O monitoramento é feito principalmente em relação à contaminação de águas subterrâneas, poluição do ar e alterações sísmicas.

A base do projeto está localizada em Wysin, na Pomerânia, onde se encontra a bacia do Báltico, como observado na Figura 3. Vale ressaltar que há uma preocupação em elencar os efeitos da exploração no aquífero dada sua importância para a população.

A primeira perfuração do Projeto SHEER ocorreu em 2013, para identificar a sequência geológica e potenciais horizontais para a exploração de não convencionais. Já em 2015, houve a perfuração de mais dois poços utilizando a técnica de fraturamento hidráulico. O financiamento do

projeto foi feito pelo programa da União Europeia de fomento à pesquisa e inovação, denominado, *Horizon 2020 (H2020)*, com custo total de 2,6 milhões de euros.²¹²²

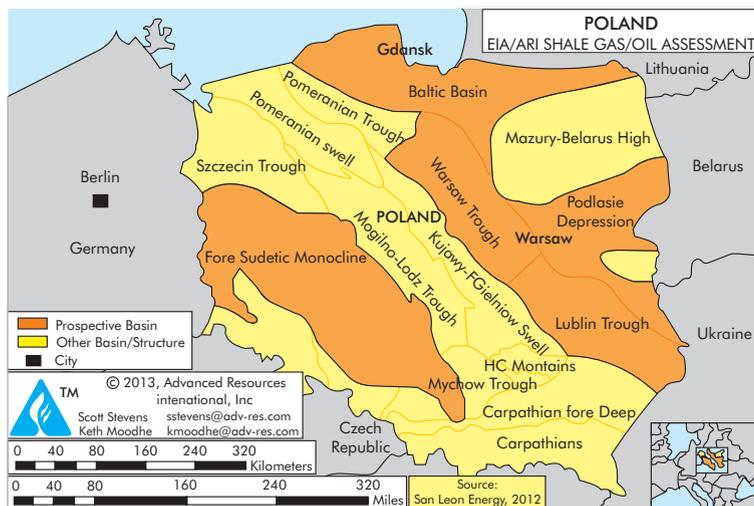


Figura 3 Mapa das bacias de shale gas na Polónia.

Fonte: San Leon Energy, 2012.

É importante mencionar que a exploração de *shale gas* na Polónia é diferente dos EUA. A questão da densidade populacional – 124 hab./km² na Polónia versus 36 hab./km² nos Estados Unidos – afeta negativamente a extração em termos de custos e dificuldades; posto que os poços estarão mais próximos da população, os impactos da exploração são sentidos

²¹ CAPUANO, Paolo, ORLECKA-SIKORA, Beata, LASOCKI, Stanislaw, CESCA, Simone, GUNNING, Andrew, GARCIA, Alexander, WESTWOOD, Rachel, GASPARINI, Paolo, JAROSLAWSKI, Janusz. Shale Gas Exploration and Exploitation Induced Risks-SHEER. In: Geophysical Research Abstracts. Volume 19. EGU General Assembly. 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/315664229_Shale_Gas_Exploration_and_Exploitation_Induced_Risks-SHEER. Acesso em: 13 jun.2021.

²² Innovation and Networks Executive Agency – INEA. Shale gas Exploration and Exploitation induced Risks. 2018. Disponível em: <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/H2020-Energy/Shale-gas/SHEER>. Acesso em: 21 jun. 2021.

de forma mais significativa, necessitando de mais gastos para mitigá-los. Outra questão importante diz respeito à legislação: enquanto nos EUA, os proprietários da terra possuem direitos de subsolo, na Polônia – e na Europa como um todo – isso não ocorre. Dessa forma o incentivo da população para a exploração é diminuído, haja visto que não auferem ganhos financeiros como no caso americano. Por último, a quantidade de recursos hídricos necessários para o fraturamento hidráulico também se apresenta como divergência entre o exemplo americano e polonês; enquanto nos EUA há abundância de água para utilização, neste, o recurso é mais escasso. Em 2011, estimou-se que a Polônia possuía um sexto da disponibilidade *per capita* de recursos hídricos do que os EUA.

Um ponto importante a mencionar é a aceitação popular da exploração de *shale* na Polônia, a “licença social”. Na Europa Ocidental há um complexo problema histórico na representação do risco ambiental e científico para o público geral, e um ciclo vicioso em que a divulgação contínua de informações imprecisas, aliada a um movimento ambientalista mais forte, ofuscam a publicação de estudos científicos. Por conseguinte, na Europa há mais cautela ao se tratar a indústria do *shale*, se comparado aos Estados Unidos. Todavia, se comparada à realidade americana ou europeia, na Europa Central e Oriental, a questão da disponibilidade energética revela-se muito mais relevante para os países pós-socialistas, uma vez que as despesas com energia ocupam uma maior participação na renda familiar mensal.²³

Nesse sentido, pode-se afirmar que a exploração dos não convencionais conta com aprovação popular na Polônia, que, ao contrário dos vizinhos europeus ocidentais, nunca impediram o desenvolvimento do setor. Até mesmo nas regiões próximas à exploração a aprovação da indústria era de mais de 75%, uma vez abordados todos os riscos ambientais.²⁴

²³ CANTONI, Roberto. Second Galicia? Poland’s shale gas rush through historical lenses. In: Geological Society, Special Publications. Volume 465. 2018. p. 201-217. Disponível em: <https://sp.lyellcollection.org/content/465/1/201>. Acesso em: 13 jun. 2021.

²⁴ GODZIMIRSKI, Jakub. Can the Polish shale gas dog still bark? Politics and policy of unconventional hydrocarbons in Poland. In: Elsevier Research and Social Science. 2016. Disponível em: www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629616301384#bib0255. Acesso em 13 jun. 2021.

Outra questão importante a se mencionar quando se refere à indústria de não convencionais na Polônia diz respeito à transição pretendida do carvão para o gás natural, objetivando uma matriz energética mais limpa. A Polônia até hoje conta com 73% de sua eletricidade gerada a partir do carvão²⁵; a usina de Bełchatów é a maior emissora de CO₂ da União Europeia, como observado na Figura 4.²⁶

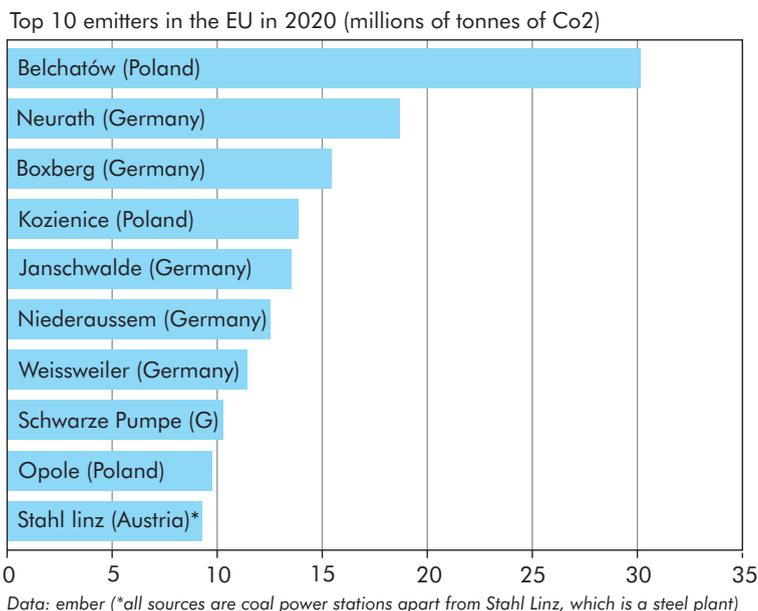


Figura 4 Ranking de usinas termoeletricas por emissão de CO₂.

Fonte: Ember, 2021.

Com a entrada do país na União Europeia em 2004 e a tendência de transição energética, o governo polonês já estimava uma redução na pro-

²⁵ Notes from Poland. Polish coal plant was EU's biggest CO₂ emitter in 2020. Disponível em: <https://notesfrompoland.com/2021/04/13/polish-coal-plant-was-eus-biggest-co2-emitter-in-2020/>. Acesso em: 12 jul. 2021.

²⁶ *Idem*.

dução de carvão. Todavia, as previsões foram superadas por uma redução ainda maior, como pode-se verificar na Figura 5.²⁷

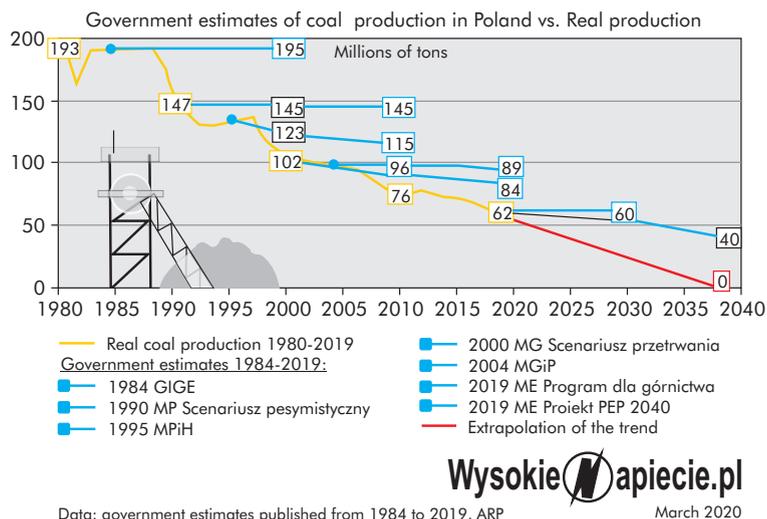


Figura 5 Estimativas de produção de carvão na Polônia versus histórico factual e projeção seguindo a tendência atual.

Fonte: Estimativas governamentais publicadas de 1984 a 2019, ARP.

Não obstante, outro fator que muito contribui para o gradativo abandono do carvão é a questão da lucratividade – com o tempo os subsídios à mineração não lucrativa chocaram-se com escassez de recursos e falta de vontade política.²⁸ Seja no Reino Unido, seja na França, Alemanha, Noruega ou Espanha, muitas minas já haviam deixado de apresentar lucratividade antes de seu fechamento.²⁹ Um ponto que explica isso, além da transição energética é o egresso da mão-de-obra da indústria do carvão para outros setores, coincidindo com um aumento do padrão de vida da população;

²⁷ Wysokie Napiecie. Coal production in Poland closer to the end than claimed by politicians. Disponível em: <https://wysokienapiecie.pl/27876-coal-production-poland-closer-end-claimed-politicians/>. Acesso em 13 jun. 2021.

²⁸ *Idem.*

²⁹ *Idem.*

assim, fazem menos sentido subsídios para essa indústria, como outrora em vista de manter esses empregos.

Na Polônia, todavia, embora as minas de carvão apresentem dificuldades relativas a financiamento, a população ainda se mostra bastante dependente da indústria em termos de emprego e renda; e o governo polonês procura ser cauteloso para com essa indústria.³⁰ Dessa forma, deve-se relativizar as projeções apresentadas na Figura 5 principalmente no que concerne à manutenção da tendência atual.

2.2 MSEEL

O projeto MSEEL começou em 2014³¹ e está localizado a cerca de quatro quilômetros da *West Virginia University*, em Morgantown, West Virginia. O objetivo do projeto é fornecer um campo colaborativo para desenvolver e validar novos conhecimentos e tecnologias, a fim de melhorar a eficiência de recuperação e minimizar as implicações do desenvolvimento de recursos não convencionais.³²

O MSEEL consiste em um ambiente multidisciplinar e multi-institucional, integrando engenharia e geociência, da *West Virginia University* (WVU) e *The Ohio State University* (OSU), em cooperação com a empresa operadora, a *Northeast Natural Energy* (NNE), e o Departamento de Energia americano.³³

Operadores, fornecedores de equipamentos e centros de tecnologia, com autonomia para tomar decisões de investimento (grandes despesas de capital), patrocinam este projeto com aproximadamente 26 milhões

³⁰ Politico. Breaking up is hard to do for Poland and coal. Disponível em: <https://www.politico.eu/article/poland-coal-energy-green-deal-eu/>. Acesso em: 5 jul. 2021.

³¹ NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory (MSEEL). Disponível em: <https://netl.doe.gov/node/1992>. Acesso em: 27 jun. 2021.

³² CARR, Timothy, GHAHFAROKHI, Payam, CARNEY, B.J., HEWITT, Jay, & VARGNETTI, Robert. Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory (MSEEL) Results and Plans: Improved Subsurface Reservoir Characterization and Engineered Completions. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-415>. Acesso em: 27 jun. 2021.

³³ *Idem*.

de Dólares: o Departamento de Energia (DOE) americano financiou 16,6 milhões e 9,2 milhões vieram dos demais membros (WVU, OSU e NNE).³⁴

O projeto opera dois poços horizontais perfurados em 2011 (MIP-4H e MIP-6H) e mais dois perfurados e concluídos em 2015 (MIP-3H e MIP-5H). Além de um poço vertical de observação microssísmica (MIP-SW) e estações de monitoramento ambiental e geofísico (Figura 6).³⁵ A produção é limitada à capacidade de distribuição dos gasodutos e facilmente supre a demanda de gás na cidade de Morgantown, sendo os poços do projeto capazes de produzir vários milhões de pés cúbicos de gás por dia.³⁶

O projeto apresenta várias inovações, entre elas o desenvolvimento de *superpads* que atuam como uma plataforma de perfuração (Figura 7). O benefício dos *pads* é a viabilidade da perfuração de vários e mais longos mais longos em um tempo menor.³⁷ Os primeiros poços estão a cerca de 1.000 metros laterais³⁸ e foram perfurados em 30 dias, enquanto os outros dois poços chegaram a 2.500 metros laterais³⁹ em 7 dias de perfuração.⁴⁰

³⁴ NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory (MSEEL). Disponível em: <https://netl.doe.gov/node/1992>. Acesso em: 27 jun. 2021.

³⁵ CARR, Timothy, GHAHFAROKHI, Payam, CARNEY, B.J., HEWITT, Jay, & VARGNETTI, Robert. Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory (MSEEL) Results and Plans: Improved Subsurface Reservoir Characterization and Engineered Completions. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-415>. Acesso em: 27 jun. 2021.

³⁶ CARR, Timothy R., WILSON, Thomas, KAVOUSI, Payam, AMINI, Shohreh, SHARMA, Shikha, HEWITT, Jay, COSTELLO, Ian, CARNEY, BJ, JORDON, Emily, YATES, Malcolm, MACPHAIL, Keith, USCHNER, Natalie, THOMAS, Mandy, AKIN, Josiah, MAGBAG-BEOLA, Oluwaseun, MORALES, Adrian, JOHANSEN, Asbjorn, HOGARTH, Leah, ANIFOWOSHE, Olatunbosun, NASEEM, Kashif, HAMMACK, Richard, KUMAR, Abhash, ZORN, Erich V, VAGNETTI, Robert, & CRANDALL, Dustin. Insights from the Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory (MSEEL). 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2670437>. Acesso em: 27 jun. 2021.

³⁷ U.S. Energy Information Administration – EIA. Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7910>. Acesso em: 25 jun. 2021.

³⁸ Total Completed Horizontal: MIP-4H – 3,782 Feet e MIP-6H – 2,342 Feet

³⁹ Total Completed Horizontal: MIP-3H – 6,058 Feet e MIP-5H – 5,784 Feet

⁴⁰ MSEEL, NACBM Forum: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: http://www.mseel.org/Data/Presentations/General_Presentations/NACBM/. Acesso em: 27 jun. 2021.

Embora esses poços não produzam por muito tempo, suas vidas úteis aumentaram e o tempo de perfuração caiu por conta da elevada produtividade proporcionada pelos *superpads*. Além disso, os custos foram reduzidos de 5-7 milhões de Dólares por poço para 3-4 milhões de Dólares. Ademais, o MSEEL dispõe de um poço vertical, o MIP-SW, que tem como objetivo a observação científica, para obtenção de dados adicionais de subsuperfície por meio da perfilagem e dados geológicos diretos - amostras da parede do poço, e o monitoramento microssísmico, com uso de geofones.⁴¹

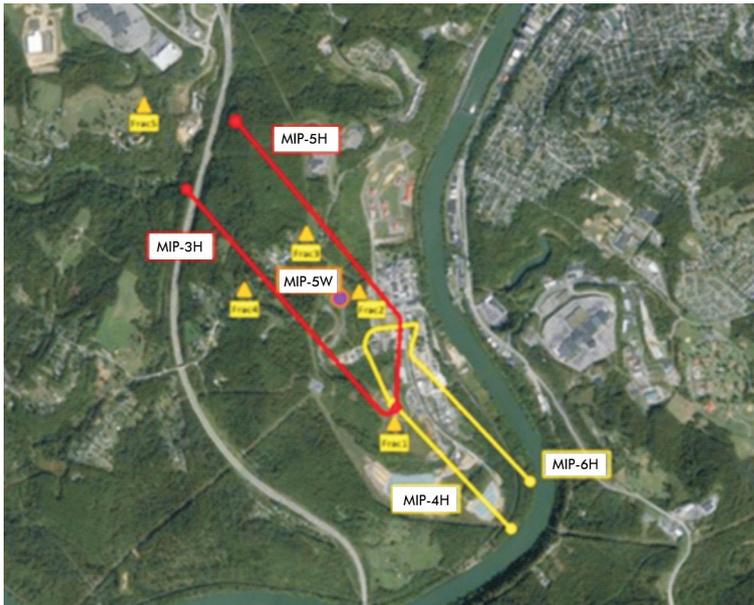


Figura 6 O local do MSEEL apresenta quatro poços horizontais de produção (MIP), um poço científico/observacional (MIP-SW) e cinco estações de monitoramento ambiental e geofísico.

Fonte: Timothy Carr, Payam Ghahfarokhi, BJ Carney, Jay Hewitt, and Robert Vargnetti, 2019

⁴¹ MSEEL, Statement of Project Objectives: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: http://www.mseel.org/Data/Project_Reports_and_Documents/Micellaneous_Documents_and_request_forms/Miscellaneous/. Acesso em: 27 jun. 2021.

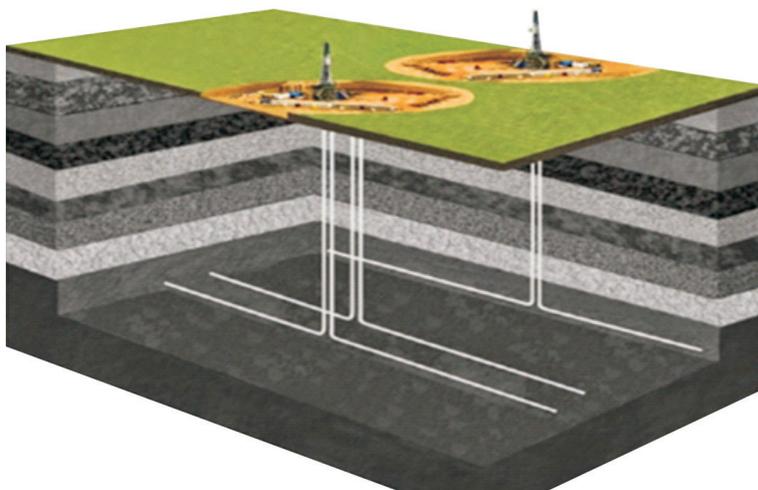


Figura 7 *Pad drilling* - Vários poços são perfurados por um único equipamento de perfuração.

Fonte: Eagle Ford Shale⁴²

Devido a preocupações ambientais, a oposição à exploração e ao consumo de combustíveis fósseis é crescente. É importante lembrar, no entanto, que qualquer tipo de produção de energia gera resíduos, quer na sua produção, quer no seu consumo. A solução é mitigar o problema da melhor forma possível, por meio da diversificação de fontes e vetores energéticos. Segundo os especialistas do projeto MSEEL, o gás natural é a melhor solução de contorno em direção a maior inserção de renováveis, por causa de seus custos mais baixos e menores emissões de CO₂, em comparação com o carvão. Além disso, segundo a IEA⁴³ o padrão de sociedade como conhecemos atualmente consome uma grande quantidade de energia, corroborando com a manutenção dos combustíveis fósseis nas matrizes energéticas por um bom tempo ainda.

⁴² PickOil. Light Oil Production Will Fade Quickly: The Truth About Rig Counts'. Disponível em: <https://peakoil.com/production/tight-oil-production-will-fade-quickly-the-truth-about-rig-counts> Acesso em: 29 jun. 2021.

⁴³ IEA, World Energy Outlook 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en>. Acesso em: 29 jun. 2021.

Ainda assim, com essas preocupações em mente, todos os aspectos ambientais dos poços do projeto MSEEL são rigidamente monitorados: quanto aos impactos ambientais, quanto à qualidade do ar (CO₂, poeira e emissões de metano), emissões de escape dos veículos a diesel utilizados no projeto (CO₂, NOx e partículas de matéria)⁴⁴ qualidade da água e resíduos de perfuração.⁴⁵

Durante o primeiro ano do estudo, fluido de fraturamento hidráulico, refluxo, água produzida, lamas de perfuração e cascalhos de perfuração foram caracterizados de acordo com as respectivas composições químicas inorgânicas, orgânicas e radioquímicas. Além disso, asseguram que todas as normas norte-americanas para resíduos radioativos sejam cumpridas.⁴⁶

Os operadores são responsáveis pelo monitoramento das estruturas de controle de erosão e sedimentos durante as atividades de construção e desenvolvimento do projeto. A detecção de vazamento se dá pela observação dos *liners* sintéticos - *liners* impermeáveis utilizados para evitar o contato dos resíduos com o meio ambiente⁴⁷ - que são utilizados no *well pad*, durante as operações de perfuração e completação.⁴⁸

O MSEEL ainda está em andamento e tem como objetivo desenvolver e validar novos conhecimentos e tecnologias e identificar as melhores

⁴⁴ Purpose of project is to quantify these emissions

⁴⁵ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, Environmental Questionnaire: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: https://www.mseel.com/data/Project_Reports_and_Documents/Micellaneous_Documents_and_request_forms/Project_Proposal/NNE_Nepa_Form_for_MSEEL.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

⁴⁶ Fernanda Delgado, Projeto Poço Transparente: Testes Para Reservatórios De Baixa Permeabilidade - Gerando Conhecimento Via Avaliação Ambiental Prévia Estratégica. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_poco_transparente_-_fernanda_delgado.pdf. Acesso em: 20 jun. 2021.

⁴⁷ Mine Closure. Impermeable basal structure - with synthetic liners. Disponível em: <https://mineclosure.gtk.fi/impermeable-basal-structure-with-synthetic-liners/>. Acesso em 24 jun. 2021.

⁴⁸ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, Environmental Questionnaire: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: https://www.mseel.com/data/Project_Reports_and_Documents/Micellaneous_Documents_and_request_forms/Project_Proposal/NNE_Nepa_Form_for_MSEEL.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

práticas para a implementação em campo que podem otimizar a estimulação da fratura hidráulica, melhorar o fator de recuperação dos poços e minimizar os impactos ambientais do desenvolvimento de recursos não convencionais.⁴⁹ Esses resultados podem ser encontrados nos relatórios trimestrais do projeto, que apresenta dados explícitos com o propósito de ser um campo de estudo transparente. Nesse projeto foi possível melhorar a eficiência do processo de perfuração: enquanto costumava levar trinta dias para perfurar poços no passado, novos poços são perfurados em sete dias, que, a um custo de 30 mil Dólares/dia de operação, representa uma economia significativa de recursos financeiros.

2.3 Vaca Muerta

A Argentina possui como principal recurso energético disponível o gás natural, que correspondia a cerca de 59% da oferta de energia interna no país em 2019, conforme ilustra a Figura 8⁵⁰ Em fevereiro de 2021, a produção de gás natural foi aproximadamente 46,4% maior que a produção de petróleo,⁵¹ segundo colocado na matriz energética do país. O aumento na produção de gás natural tem propiciado, inclusive, a exportação desse recurso para países vizinhos como o Chile e o Brasil.⁵²

⁴⁹ CARR, Timothy R., WILSON, Thomas, KAVOUSI, Payam, AMINI, Shohreh, SHARMA, Shikha, HEWITT, Jay, COSTELLO, Ian, CARNEY, BJ, JORDON, Emily, YATES, Malcolm, MACPHAIL, Keith, USCHNER, Natalie, THOMAS, Mandy, AKIN, Josiah, MAGBAGBEOLA, Oluwaseun, MORALES, Adrian, JOHANSEN, Asbjorn, HOGARTH, Leah, ANIFOWOSHE, Olatunbosun, NASEEM, Kashif, HAMMACK, Richard, KUMAR, Abhash, ZORN, Erich V., VAGNETTI, Robert, & CRANDALL, Dustin. Insights from the Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory (MSEEL). 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2670437>. Acesso em: 27 jun. 2021.

⁵⁰ Secretaría de Gobierno de Energia. Argentina Energy Plan. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

⁵¹ IAPG. Produccion de Petroleo y gas natural mensual. Disponível em: <https://www.iapg.org.ar/suplemento/Febrero2021/ProduccionPorMes.html>. Acesso em: 25 jun. 2021.

⁵² U.S. Energy Information Administration – EIA. Growth in Argentina’s Vaca Muerta shale and tight gas production leads to LNG exports. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093>. Acesso em: 27 jun. 2021.

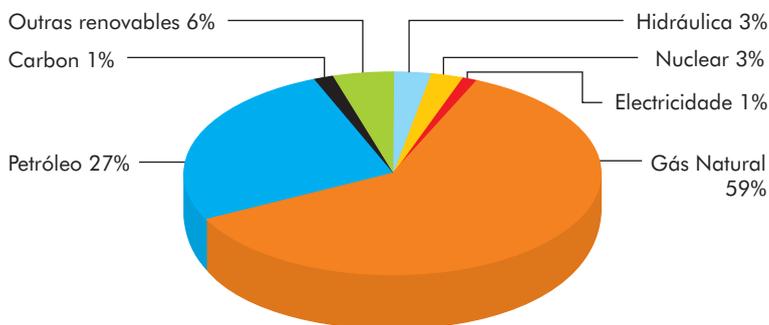


Figura 8 Oferta Interna de Energia na Argentina em 2019.

Fonte: Secretaría de Energia Argentina, 2018.⁵³

Embora a produção de *shale gas* ainda não seja superior a de gás gerado a partir de reservatórios convencionais (Figura 9), a expectativa é que com os investimentos planejados, a produção de não-convencionais ganhe ainda mais importância no cenário energético nacional.⁵⁴

A Argentina ocupa o segundo lugar no *ranking* de maiores reservas tecnicamente recuperáveis do mundo, atrás da China e à frente de países como Estados Unidos e Canadá.⁵⁵ As reservas de *shale gas* e *shale oil* concentram-se principalmente nas formações de Vaca Muerta e Los Moles (Bacia Neuquina), D-129 e Aguada Bandera (Bacia Golfo San Jorge) e Inoceramus (Bacia Austral). A localização das principais bacias, bem como o percentual correspondente a cada uma das formações são ilustrados na Figura 10.⁵⁶

⁵³ Secretaría de Gobierno de Energia. Argentina Energy Plan. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

⁵⁴ Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Nota Técnica: A Indústria de Gás Natural Na Argentina: Panorama, Perspectivas e Oportunidades Para o Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/a-industria-de-gas-natural-na-argentina-panorama-perspectivas-e-oportunidades-para-o-brasil>. Acesso em: 3 jun. 2021.

⁵⁵ Future Learn. Global shale gas and tight oil production. Disponível em: <https://www.futurelearn.com/info/courses/global-resource-politics/0/steps/29993>. Acesso em 5 jul. 2021.

⁵⁶ Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. Invertir en Argentina - Petroleo y Gas. Disponível em: <https://www.inversionycomercio.org.ar/sectores-de-inversion-petroleo-y-gas>. Acesso em: 29 jun. 2021.

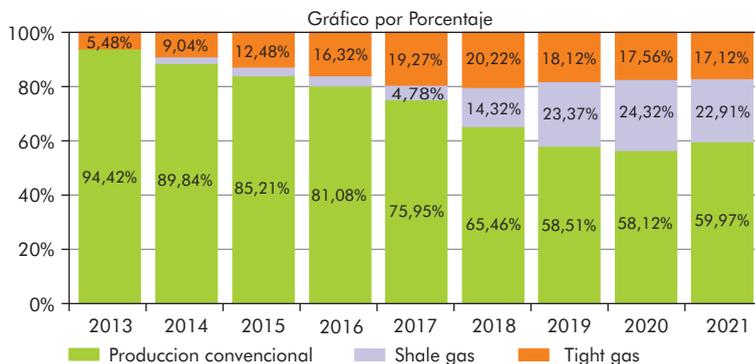


Figura 9 Produção de Gás Natural por Fonte ao Longo dos Anos.

Fonte: Ministério de Economía Argentino, 2021.⁵⁷

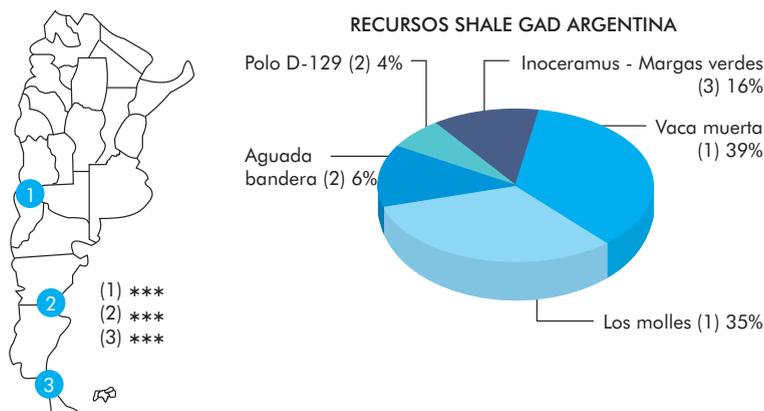


Figura 10 Localização das Principais Bacias e Percentual de Reservas por Formação.

Fonte: Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional, 2020.⁵⁸

⁵⁷ Secretaria de Energía. Producción de gas convencional y no convencional. Disponible em: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>. Acceso em 27 jun. 2021.

⁵⁸ Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. Invertir en Argentina - Petróleo y Gas. Disponible em: <https://www.inversionycomercio.org.ar/sectores-de-inversion-petroleo-y-gas>. Acceso em: 29 jun. 2021.

A formação Vaca Muerta, que havia sido descoberta em 1927, passou a ter suas rochas analisadas para a potencial extração de *shale* em 2007 pela YPF, estatal argentina.⁵⁹ A companhia perfurou o primeiro poço de *shale gas* em julho de 2010 no campo de Loma la Lata e em agosto de 2011 foi perfurado o primeiro poço horizontal.⁶⁰ Em 2013, a estatal firmou um acordo com a multinacional americana Chevron para investimentos na zona conhecida como Loma la Lata y Loma Campana.⁶¹

Em fevereiro de 2021, Vaca Muerta já contava com mais de 1370 poços perfurados⁶² e com a participação de diversos operadores nacionais e multinacionais como Shell, Pan American, Total, Vista, ExxonMobil e TecPetrol.⁶³

Ao longo dos anos, um dos principais objetivos das companhias foi otimizar as etapas de perfuração e completação de poços, responsáveis pela maior parte dos custos. O número de poços perfurados por *pad* passou de 3 em 2011 para 8 em 2018. A velocidade de penetração na formação aumentou, as fraturas estão mais lateralizadas e os estágios de fraturamentos mais concentrados. O custo para perfurar um poço em Vaca Muerta caiu de 16

⁵⁹ Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública. Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta - Primera Etapa. Disponível em: <https://www.mininterior.gov.ar/planificacion/pdf/planes-reg/Estudios-Estrategicos-para-el-Desarrollo-Territorial-de-la-Regi%C3%B3n-Vaca-Muerta.-Primera-Etapa.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2021.

⁶⁰ AAPG. Argentina's Vaca Muerta Draws GTW Spotlight. Disponível em: <https://explorer.aapg.org/story/articleid/2276/argentinas-vaca-muerta-draws-gtw-spotlight>. Acesso em: 29 jun. 2021.

⁶¹ Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública. Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta - Primera Etapa. Disponível em: <https://www.mininterior.gov.ar/planificacion/pdf/planes-reg/Estudios-Estrategicos-para-el-Desarrollo-Territorial-de-la-Regi%C3%B3n-Vaca-Muerta.-Primera-Etapa.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2021.

⁶² GyP. Introducción. Disponível em: https://gypnqn.com.ar/vaca_muerta.php. Acesso em: 27 jun. 2021.

⁶³ Rystad Energy. Argentina's Vaca Muerta tight oil deposit is now producing at record levels, matching US well scores. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/argentinas-vaca-muerta-tight-oil-deposit-is-now-producing-at-record-levels-matching-us-well-scores/>. Acesso em: 3 jul. 2021.

milhões de Dólares em 2014 para oito milhões em 2019.⁶⁴ Avanços também foram observados em relação à produtividade dos poços, um crescimento de quase 7% foi registrado apenas entre 2019 e 2020, podendo ser comparada com as melhores bacias do Texas e Novo México.⁶⁵

O governo argentino é forte incentivador e subsidiador do setor de óleo e gás do país, e adotou estratégias para fomentar o desenvolvimento de Vaca Muerta, entre elas, o Plan Gas, que se encontra em sua quarta edição e estabelece, entre outras, um preço mínimo para a comercialização do gás natural. Além disso, acordos entre o governo da Província de Neuquén, operadoras e sindicatos foram firmados com o intuito de tornar Vaca Muerta mais competitiva.⁶⁶

Do ponto de vista ambiental, o governo exige do concessionário a realização de Estudos de Base da Área que incluem a avaliação da erosão hídrica e eólica dos solos, risco aluvial, vulnerabilidade de aquíferos, sensibilidade ambiental e plano de monitoramento, mitigação e contingências. Ademais, devem apresentar relatórios e planos anuais referentes ao monitoramento e a gestão ambiental, respectivamente.⁶⁷

Em relação à captação de recursos hídricos para atividades de fraturamento, não é permitida a utilização de água subterrânea que esteja apta para abastecimento humano ou irrigação, nem tampouco que a vazão de captação seja maior do que 50% da vazão afluyente. Não é permitido o des-

⁶⁴ IHS Markit, 'The Vaca Muerta Play: Gaining competitive economics through operational efficiencies' (IHS Markit, 19 July 2019) <https://ihsmarkit.com/research-analysis/the-vaca-muerta-play.html>

⁶⁵ Rystad Energy. Argentina's Vaca Muerta tight oil deposit is now producing at record levels, matching US well scores. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/argentinas-vaca-muerta-tight-oil-deposit-is-now-producing-at-record-levels-matching-us-well-scores/>. Acesso em: 3 jul. 2021.

⁶⁶ PWC. Vaca Muerta: El Futuro Energético de Argentina. Disponível em: <https://www.pwc.com.ar/es/prensa/vaca-muerta-futuro-energia-argentina.html>. Acesso em: 5 jul. 2021.

⁶⁷ Ministério de Minas e Energia e FGV Energia. Desenvolvimento Da Exploração de Recursos Não-Convencionais No Brasil: Novas Óticas de Desenvolvimento Regional. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em 26 jun. 2021.

carte da água utilizada no fraturamento, processo chamado de *flowback*, em águas superficiais. Recomenda-se a utilização de poços sumidouros⁶⁸ e especialmente, a reutilização desta água em demais atividades petrolíferas. São utilizados poços de monitoramento no raio atingido pelo fluido injetado que atinja bases de aquíferos de água doce, através dos poços é feita a amostragem periódica e análises são realizadas para garantir que a qualidade da água dos aquíferos não está sendo comprometida.⁶⁹

A Argentina, apesar de não ter dado início a exploração de *shale gas* por meio de um projeto de poço transparente, merece destaque neste trabalho devido a agressividade de sua estratégia de desenvolvimento, que sem descuidar dos impactos socioambientais, trouxe excelentes resultados ao país, entre eles, a geração de empregos. Estimativas do governo (Figura 11) indicam que em 2017 foram gerados 454 mil empregos (diretos + indiretos + induzidos) no setor de óleo e gás e a expectativa é que até 2025 sejam 503 mil.⁷⁰

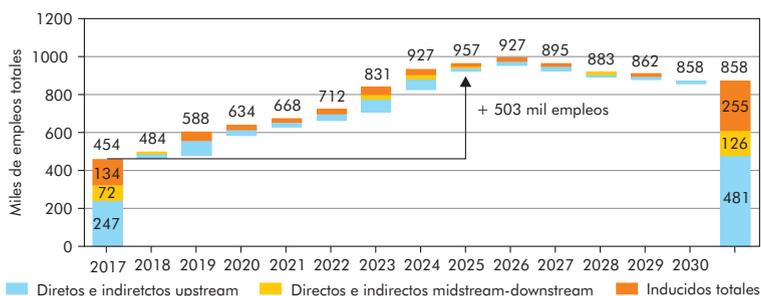


Figura 11 Estimativa de geração de empregos diretos, indiretos e induzidos no setor de óleo e gás na Argentina.

Fonte: Ministerio de Energía.⁷¹

⁶⁸ Poços sumidouros são poços subterrâneos, com grandes profundidades, utilizados para descarte da água decorrente de atividades de exploração e produção de óleo e gás.

⁶⁹ *Idem.*

⁷⁰ Ministerio de Energía, Indicadores del proyecto Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/energia/vaca-muerta/mas-indicadores-del-proyecto>. Acesso em 1 jun. 2021.

⁷¹ Ministerio de Energía, Indicadores del proyecto Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/energia/vaca-muerta/mas-indicadores-del-proyecto>. Acesso em 1 jun. 2021.

2.4 SHEER x MSEEL x Vaca Muerta

Tabela 1 Comparativo entre EUA, Polônia, Argentina e Brasil

				
POSSE DOS RECURSOS MINERAIS	Proprietário da Terra	Governo Federal	Estados da Federação	Governo Federal
REGULADOR DAS ATIVIDADES DE E&P	Autoridade estadual e BLM em propriedades federais	Escritório Regulatório de Energia (URE)	Ministério da Energia sob supervisão das províncias	Ministério de Minas e Energia e ANP
LICENCIAMENTO AMBIENTAL	Agências estaduais, autoridades de mineração e NEPA-CEQ em terras federais	Ministério do Meio Ambiente	Ministério do Meio Ambiente e Secretaria do Meio Ambiente	IBAMA (offshore) e autoridades estaduais (onshore)
DISTINÇÃO ENTRE RECURSOS CONVENCIONAIS E NÃO-CONVENCIONAIS	Sim	Sim	Sim	Sim (Resolução ANP nº 21/2014)
PRINCIPAIS RECURSOS EM FORMAÇÕES NÃO-CONVENCIONAIS	Tight oil e shale gas	Shale gas e shale oil	Shale oil e tight gas	Shale gas e tight oil
DISTRIBUIÇÃO DE RESERVAS	Distribuídas	Distribuídas	Concentradas	Distribuídas
TRANSMISSÃO	Concessões regionais/capital privado	Concessões/capital privado	Concessões regionais/capital privado	Concessões regionais/monopólio informal da Petrobras
INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE	Bem distribuída	Bem distribuída	Bem distribuída	Costal
DISTRIBUIÇÃO	Concessões regionais/capital misto	Concessões regionais/capital misto	Concessões regionais/capital misto	Concessões regionais/capital misto
CONSUMO	Geração de Energia Industrial e Residencial	Geração de Energia Industrial e Residencial	Geração de Energia Industrial e Residencial	Geração de Energia Industrial e refino de petróleo

A compilação de informações e análises nesta seção visam criar um arcabouço de conhecimento sobre esses projetos de forma a derivar técnicas de monitoramento válidas que permitirão a implementação de forma ambientalmente segura, assim como subsidiar a normatização ambiental brasileira.

3 POÇO TRANSPARENTE BRASILEIRO

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, o REATE e a Nova Lei do Gás (mais informações no *box* a seguir). 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.

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, entre os assuntos que comporão a agenda dos *stakeholders* envolvidos está a autorização para a execução de um projeto piloto de fraturamento em pequena escala para uma análise mais apurada dos riscos envolvidos.⁷²

⁷² DELGADO, Fernanda. Projeto poço transparente: gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. FGV Energia. 2018. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/projeto-poco-transparente-testes-para-reservatorios-de-baixa-permeabilidade-gerando-conhecimento-via-avaliacao-ambiental-previa-estrategica/>. Acesso em: 7 jun. 2021.

A Nova Lei do Gás

A Lei N.º. 14.134, que ficou conhecida como nova lei do gás busca definir um novo marco legal para a indústria do gás natural no Brasil. A lei tem como objetivos uma maior transparência no setor de transportes; o estímulo à competitividade do gás natural, com enfoque para o consumidor industrial; facilitação a entrantes no mercado; geração de empregos; e redução dos preços de gás natural.

A nova lei acaba com o regime de concessão, segundo o qual nenhum duto foi construído desde o marco legal anterior, de 2009, e o substitui pelo regime de autorização, como ocorre mundo afora. Essa mudança objetiva e tende a facilitar novos empreendimentos no setor. O problema da competitividade é simbiótico ao problema das altas tarifas: um modelo regulatório verticalizado que promove a concentração de mercado e contribui, entre outros fatores, para maiores tarifas. As tarifas altas, por sua vez, apresentam-se como principais entraves à competitividade do Brasil no mercado de gás.

Dessa forma, a lei busca também um aprimoramento regulatório visando à desverticalização e à facilitação de entrantes, por meio da autorização à ANP de introduzir programas de gas release (desconcentração de mercado) realização de leilões de gás natural ou de cessão de capacidade de transporte para outros concorrentes. No campo das tarifas, propõem-se novas regras tarifárias, como a proposição dessas pelo transportador, com posterior aval da ANP, após consulta pública.

A nova lei tem potencial para expandir a infraestrutura de gás natural no País e promover uma redução das tarifas. Hoje, o Brasil conta com aproximadamente 9.500 quilômetros de gasodutos, enquanto a Argentina, a Europa e os Estados Unidos contam com 16.000 quilômetros, 200.000 quilômetros e 497.000 quilômetros respectivamente.

Todavia, é importante ressaltar que a aprovação da lei não implica imediatamente aumento de produção ou redução das tarifas, posto que não se sabe como os agentes econômicos reagirão, além do fato de o preço do gás natural ser determinado no mercado internacional. O aumento de investimentos, seguido de produção e consequente maior competitividade é intrínseco ao crescimento da atividade econômica do País e do aumento das confianças, de forma a facilitar investimentos no setor. A lei obviamente é um vetor nesse sentido, mas por si só não é determinante.

Referências:

Portal da Indústria. Nova Lei do Gás 2021: Entenda o que é a nova lei e quais os seus benefícios. Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/industria-de-a-z/nova-lei-do-gas/#:~:text=A%20nova%20lei%20tem%20como,o%20pre%C3%A7o%20final%20ao%20consumidor.> Acesso em: 5 jul. 2021.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

O Brasil possui vastas áreas exploratórias com potencial para não convencionais, e especialmente nas Bacias do Parnaíba e Recôncavo, algumas contendo blocos já contratados. Segundo a ANP,⁷³ o programa exploratório dos blocos arrematados prevê investimentos mínimos de R\$ 250 milhões.⁷⁴

As estimativas indicam potencial relevante de desenvolvimento da indústria de não-convencionais no Brasil e aumento das reservas de gás em locais estratégicos e próximos ao mercado consumidor. Ainda assim, é necessária quantificar/qualificar a importância do potencial dos recursos não convencionais na matriz energética nacional, e buscar um modelo que seja adequado a sua realidade geológica, fomentando estudos técnicos, pesquisas de campo e desenvolvimento de parcerias entre Governo e o Setor Privado.

Como observado no *box* sobre a Nova Lei do Gás, não há menção específica a investimentos em recursos não convencionais, todavia, a facilitação de investimentos em infraestrutura e expansão da malha de gasodutos, bem como o novo modelo regulatório proposto, tendem a facilitar a introdução e o desenvolvimento da indústria de não-convencionais no Brasil.

Um dos pontos mais importantes é a manutenção da estabilidade regulatória para atrair novos investimentos e para o início da exploração dos recursos não convencionais no país, de forma que haja disponibilidade de equipamentos específicos e infraestrutura de produção (dutos, armazenamento, mão de obra qualificada, processamento, refino). Todavia, é importante ressaltar que o fato de a velocidade em que se estabelece o arcabouço regulatório não acompanha o progresso tecnológico da indústria, tampouco o avanço do desenvolvimento social.

Dessa forma, o Projeto Piloto (Figura 11), ou projeto poço transparente, visa conferir credibilidade, sustentabilidade e aquisição de conhe-

⁷³ ANP, Exploração de Recursos de Baixa Permeabilidade no Brasil. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/3_-_felipe_kury_dir_iv_fgv_04_jun2018_fk_edits_final.pdf. Acesso em: 27 jun. 2021.

⁷⁴ Em comparação, os investimentos no desenvolvimento de reservatórios não convencionais na Argentina são da ordem de US\$ 3 bilhões de dólares anuais, quase metade do investimento total (US\$ 6.8 bilhões) da indústria de O&G no país em 2017.

cimento, assim como ampliar o conhecimento e o diálogo sobre a técnica de fraturamento hidráulico, principalmente entre os órgãos ambientais, os entes públicos e toda a sociedade. Ao criar condições para a exploração dos recursos não convencionais, de maneira a permitir a avaliação do potencial de produção do Brasil e os reais riscos ambientais associados à ela, o poço transparente será capaz de apresentar os benefícios econômicos para a sociedade inerentes à atividade petrolífera, viabilizando novos investimentos.

Como visto nos exemplos internacionais supracitados, a granularidade das informações advindas do monitoramento da qualidade do ar, da água, das atividades sísmicas, da infraestrutura e logística do projeto, bem como as questões socioeconômicas adjacentes permitem uma ampla amostra de dados para entender como a atividade nessa formação geológica específica funcionará nas especificidades brasileiras. Além disso, a interatividade para acompanhamento em tempo real das atividades do poço, de fácil acesso e transparente para comunidade, além do emprego de linguagem clara e direta, é importante para desenvolvimento da atividade no país.

Entretanto, muitas outras questões ainda seguem em aberto para serem discutidas antes da implantação do projeto no país, tais como a possibilidade do uso de recursos de PD&I. Aqui se verifica um paralelo com o projeto SHEER, da Polônia, financiado com recursos do *Horizon 2020*. Em contrapartida, no caso do MSEEL, verificou-se financiamento pela iniciativa privada. No caso do Poço Transparente brasileiro não se pode esperar um financiamento privado do porte do MSEEL, tendo em vista as discrepâncias do tamanho da indústria nos EUA e no Brasil, onde ainda é inexistente, de forma que não se revela economicamente interessante para a iniciativa privada financiar um projeto desse porte integralmente.

O Projeto piloto pretende validar a metodologia já disponível para a aplicação da técnica de forma ambientalmente segura, visando conferir credibilidade, sustentabilidade, promover a aquisição de informações (geológicas, ambientais, técnicas) e ampliar o conhecimento sobre o *fracking*, tornando esses dados acessíveis para toda a sociedade.⁷⁵

⁷⁵ Ministério de Minas e Energia e FGV Energia. Desenvolvimento Da Exploração de Recursos Não-Convencionais No Brasil: Novas Óticas de Desenvolvimento

No geral, a principal mensagem sobre o *shale* no Brasil é que seja superada a hesitação, entendendo como o folhelho pode ser desenvolvido no Brasil e, a partir daí, seja ajustado o que é necessário para que o país possa se beneficiar do recurso.

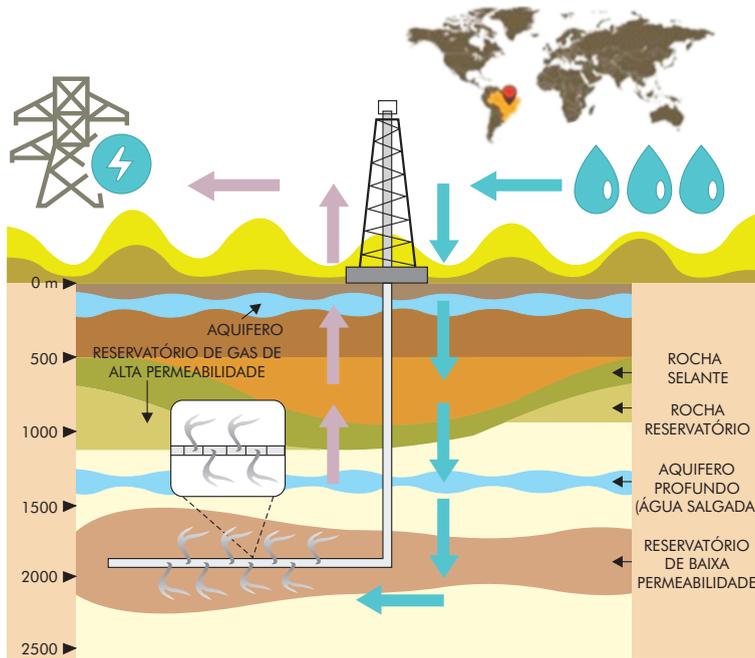


Figura 12 Esquema de Monitoramento de Poço Transparente.

Fonte: Eneva, 2018.

REFERÊNCIAS

AAPG. Argentina's Vaca Muerta Draws GTW Spotlight. Disponível em: <https://explorer.aapg.org/story/articleid/2276/argentinas-vaca-muerta-draws-gtw-spotlight>. Acesso em: 29 jun. 2021.

Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. Invertir en Argentina - Petroleo y Gas. Disponível em: <https://www.inversionycomercio.org.ar/sectores-de-inversion-petroleo-y-gas>. Acesso em: 29 jun. 2021.

ANP, Exploração de Recursos de Baixa Permeabilidade no Brasil. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/3_-_felipe_kury_dir_iv_fgv_04_jun2018_fk_edits_final.pdf. Acesso em: 27 jun. 2021.

BILGILI, Faik.; KOÇAK, Emarh.; BULUT, Ümit. & SUALP, M. Nedim. How did the US economy react to shale gas production revolution? An advanced time series approach. In: Elsevier Energy. Volume 116, parte 1. 2015. p. 963-977. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544216314906>. Acesso em 13 jun. 2021.

BRASIL. *Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

CANTONI, Roberto. Second Galicia? Poland's shale gas rush through historical lenses. In: Geological Society, Special Publications. Volume 465. 2018. p. 201-217. Disponível em: <https://sp.lyellcollection.org/content/465/1/201>. Acesso em: 13 jun.2021.

CAPUANO, Paolo, ORLECKA-SIKORA, Beata, LASOCKI, Stanislaw, CESCA, Simone, GUNNING, Andrew, GARCIA, Alexander, WESTWOOD, Rachel, GASPARINI, Paolo, JAROSLAWSKI, Janusz. Shale Gas Exploration and Exploitation Induced Risks-SHEER. In: Geophysical Research Abstracts. Volume 19. EGU General Assembly. 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/315664229_Shale_Gas_Exploration_and_Exploitation_Induced_Risks-SHEER. Acesso em: 13 jun.2021.

CARR, Timothy R., WILSON, Thomas, KAVOUSI, Payam, AMINI, Shohreh, SHARMA, Shikha, HEWITT, Jay, COSTELLO, Ian, CARNEY, BJ, JORDON, Emily, YATES, Malcolm, MACPHAIL, Keith, USCHNER, Natalie, THOMAS, Mandy, AKIN, Josiah, MAGBAG-BEOLA, Oluwaseun, MORALES, Adrian, JOHANSEN, Asbjørn, HOGARTH, Leah, ANIFOWOSHE, Olatunbosun, NASEEM, Kashif, HAMMACK, Richard, KUMAR, Abhash, ZORN, Erich V., VAGNETTI, Robert, & CRANDALL, Dustin. Insights from the Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory (MSEEL). 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2670437>. Acesso em: 27 jun. 2021.

CARR, Timothy, GHAHFAROKHI, Payam, CARNEY, B.J., HEWITT, Jay, & VARGNETTI, Robert. Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory (MSEEL) Results and Plans: Improved Subsurface Reservoir Characterization and Engineered Completions. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-415> . Acesso em: 27 jun. 2021.

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Memória Da 5ª Reunião Extraordinária. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/memorias-da-reuniao/2019/memoria-da-5a-rext_cnpe.pdf . Acesso em 27 jun. 2021.

COOPER, Jasmin.; STAMFORD, Laurence. & AZAPAGIC Adisa. Shale Gas: A Review of the Economic, Environmental, and Social Sustainability. In: Energy Technology. Volume 4. 2016. p. 772-792. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ente.201500464>. Acesso em 13 jun. 2021.

DELGADO, Fernanda. Projeto poço transparente: gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. FGV Energia. 2018. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/projeto-poco-transparente-testes-para-reservatorios-de-baixa-permeabilidade-gerando-conhecimento-via-avaliacao-ambiental-previa-estrategica/> . Acesso em: 7 jun. 2021.

Editora Brasil Energia. Perspectivas para o preço do gás natural em 2021. Disponível em: <https://editorabrasilenergia.com.br/perspectivas-para-o-preco-do-gas-natural-em-2021/> . Acesso em: 4 jul. 2021.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Nota Técnica: A Indústria de Gás Natural Na Argentina: Panorama, Perspectivas e Oportunidades Para o Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/a-industria-de-gas-natural-na-argentina-panorama-perspectivas-e-oportunidades-para-o-brasil> . Acesso em: 3 jun. 2021.

Energy in Depth. NEW YORK CONTINUES TO GET HAMMERED BY THE “KEEP IT IN THE GROUND” ANTI-PIPELINE AGENDA. Disponível em: www.energyindepth.org/new-york-continues-to-get-hammered-by-the-keep-it-in-the-ground-anti-pipeline-agenda/?160 . Acesso em: 27 jun. 2021.

Fernanda Delgado, Projeto Poço Transparente: Testes Para Reservatórios De Baixa Permeabilidade - Gerando Conhecimento Via Avaliação Ambiental Prévia Estratégica. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_poco_transparente_-_fernanda_delgado.pdf . Acesso em: 20 jun. 2021.

Future Learn. Global shale gas and tight oil production. Disponível em: <https://www.futurelearn.com/info/courses/global-resource-politics/0/steps/29993> . Acesso em 5 jul. 2021.

GODZIMIRSKI, Jakub. Can the Polish shale gas dog still bark? Politics and policy of unconventional hydrocarbons in Poland. In: Elsevier Research and Social Science. 2016. Disponível em: www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629616301384#bib0255 . Acesso em 13 jun. 2021.

GOLDTHAU, Andreas, SOVACOO, Benjamin. Energy Technology, Politics, and Interpretative Frames: Insights from Shale Gas Fracking in Eastern Europe. In: Global Environmental Politics. 2016. Disponível em: www.semanticscholar.org/paper/Energy-Technology-%2C-Politics-%2C-and-Interpretative-%3A-Goldthau-Sovacool/49b6eccfd49b324acd957879eb354dfce40669e2?p2df. Acesso em: 13 jun.2021.

GyP. Introducción. Disponível em: https://gypnqn.com.ar/vaca_muerta.php. Acesso em: 27 jun. 2021.

IAPG. Produccion de Petroleo y gas natural mensual. Disponível em: <https://www.iapg.org.ar/suplemento/Febrero2021/ProduccionPorMes.html>. Acesso em: 25 jun. 2021.

IEA, World Energy Outlook 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en>. Acesso em: 29 jun. 2021.

IHS Markit, 'The Vaca Muerta Play: Gaining competitive economics through operational efficiencies' (IHS Markit, 19 July 2019) <https://ihsmarkit.com/research-analysis/the-vaca-muerta-play.html>

Innovation and Networks Executive Agency – INEA. Shale gas Exploration and Exploitation induced Risks. 2018. Disponível em: <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/H2020-Energy/Shale-gas/SHEER>. Acesso em: 21 jun. 2021.

International Energy Agency – IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/>. Acesso em: 10 set. 2018.

KPMG Global Energy Institute. A Brazilian Unconventional Revolution. Disponível em: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/br/pdf/2018/10/br-a-brazilian-unconventional-revolution.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2021.

Mine Closure. Impermeable basal structure - with synthetic liners. Disponível em: <https://mineclosure.gtk.fi/impermeable-basal-structure-with-synthetic-liners/>. Acesso em 24 jun. 2021.

Ministerio de Energía, Indicadores del proyecto Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/energia/vaca-muerta/mas-indicadores-del-proyecto>. Acesso em 1 jun. 2021.

Ministério de Minas e Energia e FGV Energia. Desenvolvimento Da Exploração de Recursos Não-Convencionais No Brasil: Novas Óticas de Desenvolvimento Regional. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em 26 jun. 2021.

Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia. Disponível em: mme.gov.br. Acesso em 5 jul. 2021.

MSEEL, NACBM Forum: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: http://www.mseel.org/Data/Presentations/General_Presentations/NACBM/. Acesso em: 27 jun. 2021.

MSEEL, Statement of Project Objectives: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: http://www.mseel.org/Data/Project_Reports_and_Documents/Micellaneous_Documents_and_request_forms/Miscellaneous/. Acesso em: 27 jun. 2021.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory (MSEEL). Disponível em: <https://netl.doe.gov/node/1992>. Acesso em: 27 jun. 2021.

National Energy Technology Laboratory. Marcellus Shale Energy & Environment Laboratory (MSEEL). Disponível em: <https://netl.doe.gov/node/1992>. Acesso em: 27 jun. 2021.

Notes from Poland. Polish coal plant was EU's biggest CO2 emitter in 2020. Disponível em: <https://notesfrompoland.com/2021/04/13/polish-coal-plant-was-eus-biggest-co2-emitter-in-2020/>. Acesso em: 12 jul. 2021.

Oil & Gas Journal. 2020 global *upstream* investments set for 15-year low. Disponível em: <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14177655/2020-global-upstream-investments-set-for-15year-low>. Acesso em: 5 jul. 2021.

PickOil. Light Oil Production Will Fade Quickly: The Truth About Rig Counts'. Disponível em: <https://peakoil.com/production/tight-oil-production-will-fade-quickly-the-truth-about-rig-counts>. Acesso em: 29 jun. 2021.

Politico. Breaking up is hard to do for Poland and coal. Disponível em: <https://www.politico.eu/article/poland-coal-energy-green-deal-eu/>. Acesso em: 5 jul. 2021.

Portal da Indústria. Nova Lei do Gás 2021: Entenda o que é a nova lei e quais os seus benefícios. Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/industria-de-a-z/nova-lei-do-gas/#:~:text=A%20nova%20lei%20tem%20como,o%20pre%C3%A7o%20final%20ao%20consumidor.>. Acesso em: 5 jul. 2021.

Programa de Parcerias de Investimentos. Petróleo e Gás - Projeto Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/apoio-ao-licenciamento-ambiental-da-execucao-do-projeto-poco-transparente-em-reservatorio-de-baixa-permeabilidade>. Acesso em 5 jul. 2021.

PWC. Vaca Muerta: El Futuro Energético de Argentina. Disponível em: <https://www.pwc.com.ar/es/prensa/vaca-muerta-futuro-energia-argentina.html>. Acesso em: 5 jul. 2021.

Rystad Energy. A record cash flow is brewing for the world's public E&Ps in 2021 as US shale delivers super-profits. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/a-record-cash-flow-is-brewing-for-the-worlds-public-eps-in-2021-as-us-shale-delivers-super-profits/>. Acesso em: 27 jun. 2021.

Rystad Energy. Argentina's Vaca Muerta tight oil deposit is now producing at record levels, matching US well scores. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/argentinas-vaca-muerta-tight-oil-deposit-is-now-producing-at-record-levels-matching-us-well-scores/>. Acesso em: 3 jul. 2021.

Rystad Energy. Argentina's Vaca Muerta tight oil deposit is now producing at record levels, matching US well scores. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/argentinas-vaca-muerta-tight-oil-deposit-is-now-producing-at-record-levels-matching-us-well-scores/>. Acesso em: 3 jul. 2021.

Secretaría de Energía. Producción de gas convencional y no convencional. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>. Acesso em 27 jun. 2021.

Secretaría de Gobierno de Energía. Argentina Energy Plan. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

Secretaría de Gobierno de Energía. Argentina Energy Plan. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. REATE 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>. Acesso em: 27 jun. 2021.

Subsecretaria de Planificación Territorial de la Inversión Pública. Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta - Primera Etapa. Disponível em: <https://www.mininterior.gov.ar/planificacion/pdf/planes-reg/Estudios-Estrategicos-para-el-Desarrollo-Territorial-de-la-Regi%C3%B3n-Vaca-Muerta.-Primera-Etapa.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2021.

Subsecretaria de Planificación Territorial de la Inversión Pública. Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta - Primera Etapa. Disponível em: <https://www.mininterior.gov.ar/planificacion/pdf/planes-reg/Estudios-Estrategicos-para-el-Desarrollo-Territorial-de-la-Regi%C3%B3n-Vaca-Muerta.-Primera-Etapa.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2021.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, Environmental Questionnaire: Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory. Disponível em: https://www.mseel.com/data/Project_Reports_and_Documents/Micellaneous_Documents_and_request_forms/Project_Proposal/NNE_Nepa_Form_for_MSEEL.pdf. Acesso em: 29 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. Argentina seeking increased natural gas production from shale resources to reduce imports. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29912>. Acesso em: 27 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. Growth in Argentina's Vaca Muerta shale and tight gas production leads to LNG exports. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093>. Acesso em: 27 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. Henry Hub Natural Gas (Dollars per Million Btu). Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>. Acesso em: 24 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. New York. Disponível em: www.eia.gov/state/?sid=NY#tabs-4. Acesso em: 27 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7910> . Acesso em: 25 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf> . Acesso em 24 jun. 2021.

U.S. Energy Information Administration – EIA. World Shale Resource Assessments. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> . Acesso em: 03 jul. 2021.

Wysokie Napiecie. Coal production in Poland closer to the end than claimed by politicians. Disponível em: <https://wysokienapiecie.pl/27876-coal-production-poland-closer-end-claimed-politicians/> . Acesso em 13 jun. 2021.

7

AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DE ÁGUA SUPERFICIAL E FRATURAMENTO HIDRÁULICO PARA DESENVOLVIMENTO DE GÁS DE FOLHELHO NO BRASIL

**Rayssa Vogeler Berquó Jacob
Yuri Serpa Halegua
Carlos Augusto Arentz Pereira
Edmilson Moutinho dos Santos
Tania Oliveira Escolano
Melissa Barboza da Costa**

INTRODUÇÃO

O programa “Novo Mercado de Gás” do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Governo Federal visa propiciar condições para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, estimulando a concorrência e redução do preço deste energético no Brasil (MME, 2021). Entre as condições necessárias para que estes objetivos sejam alcançados, a oferta de gás natural deve ser ampliada. Há diversas bacias sedimentares no Brasil com potencial para exploração de recursos não convencionais (RNCs), em especial o gás de folhelho, como as bacias sedimentares do Solimões, Recôncavo, Amazonas, Parnaíba e Paraná.

Estimativas indicam reservas potenciais de gás n convencional de ordem de grandeza que superam as reservas atuais em mais de 10 vezes no Brasil². Portanto a explora e produ deste recurso pode proporcionar um aumento significativo da oferta de gás natural, tendo a possibilidade de preços mais baixos desse produto, decorrente de uma maior oferta e mais descentralizada. Assim, cria-se uma expectativa na indústria de gás brasileira, a exemplo do que ocorreu nos Estados Unidos, no entanto, as características dos mercados americano e brasileiro para o desenvolvimento de suas reservas são bastante distintas³(MENDES *et al*, 2019), uma vez que o Brasil apresenta uma série de desafios.

A explorao de RNCs utiliza a técnica do fraturamento hidráulico (HF), método que consiste na perfurao de um ou mais poços, até as camadas de folhelhos, que podem ocorrer em profundidades que variam de centenas a mais de dois mil metros de profundidade. Atingindo-se certa profundidade pré-determinada, a perfurao  horizontalizada, visando seccionar as camadas de folhelhos, sendo injetada uma mistura de água, areia e compostos químicos diversos (denominada soluço de fratura-

¹ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de óleo e Gás. Ciclo 2017-2019*. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019. (Nota técnica).

² NATURAL, C. T. DE M. A. (CTMA) E P. DE M. DA I. N. DE P. E G. Aproveitamento de Hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil. 2016.

³ MENDES, A. P. DO A. M. et al. Produo de Petróleo Terrestre no Brasil. *Bndes*, v. 25, n. 49, p. 215–264, 2019.

mento). Durante estas injeções, as camadas de folhelhos são fraturadas, cujas são mantidas abertas pelos produtos presentes na própria solução. Ocorre uma abrupta liberação dos gases que estavam presos entre as camadas (metano, propano, nitrogênio, dióxido de carbono etc.), que carregam hidrocarbonetos líquidos que se caracterizam como um petróleo bruto. O alívio de pressão gerado pela própria abertura do poço, associado com a diferença de densidade do gás, faz com que o poço perfurado sirva como um canal preferencial de migração para captura do gás em superfície.⁴

Desse modo, uma das características mais marcantes do processo de HF é o uso intensivo de água. A quantidade a ser utilizada deste recurso em uma operação de fraturamento depende de características como espessura, profundidade e composição da formação alvo. Conforme seja o projeto e o local onde é realizado este processo extrativo, o balanço material dos fluidos entre captação de água, adição de produtos químicos, injeção de fluido, quantidade de fluido não recuperado (que fica dentro da formação geológica), retorno, reutilização, reinjeção e descarte pode ser variável. Os volumes de água captada, fluido descartado e não recuperado implicam em potenciais impactos ambientais nos recursos hídricos superficiais e subterrâneos da região explorada.⁵

Mesmo que HF seja considerado uma atividade de uso intensivo de água, ao ser comparado com outros usos que tem alta demanda, como a irrigação, tem sido relativamente pequenos em alguns locais de exploração, como o Texas.⁶ No entanto, HF tem sido o principal usuário intensivo em alguns condados do Texas.⁷ Assim, é relevante analisar os impactos potenciais que poderia ter sobre os recursos hídricos no Brasil em termos da quantidade disponível de água nas diferentes áreas passíveis de serem exploradas.

⁴ HOFFMAN, A.; OLSSON, G.; LINDSTRÖM, A. *Shale Gas and Hydraulic Fracturing Framing the Water N.* [s.l.: s.n.].

⁵ ROSA, L. et al. The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing: A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction. *Earth's Future*, v. 6, n. 5, p. 745–756, 2018.

⁶ COOK, M.; WEBBER, M. Food, fracking, and freshwater: The potential for markets and cross-sectoral investments to enable water conservation. *Water (Switzerland)*, v. 8, n. 2, p. 45, 30 jan. 2016.

⁷ NICOT, J. P.; SCANLON, B. R. Water use for shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science and Technology*, v. 46, n. 6, p. 3580–3586, 2012.

Diante disso, este trabalho teve como objetivo estimar o consumo de água superficial para o fraturamento hidráulico nas bacias sedimentares de gás de folhelho e a disponibilidade hídrica das regiões hidrográficas do Brasil, avaliando assim, quais as zonas dos depósitos de shale gas oferecem menores impactos potenciais na quantidade dos recursos hídricos nos locais de exploração.

1 MATERIAIS E MÉTODOS

1.1 Bacias sedimentares de gás de folhelho no Brasil

O Brasil figura como país que ocupa a décima posição dentre os maiores detentores de reservas de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis do mundo, segundo levantamento realizado pela U.S. Energy Information Administration⁸. Os mapeamentos atuais apontam cinco bacias sedimentares terrestres com potenciais de terem os RNCs, sendo elas: Bacia do Recôncavo, Parnaíba, Amazonas, Solimões e Paraná apresentadas na Figura 1⁹.

A Bacia do Recôncavo fica localizada na região Nordeste do país, tendo a exploração de recursos convencionais bem desenvolvida. Dessa forma, possui uma extensa rede de oleodutos e gasodutos, interligando as malhas de gasodutos do Sudeste com as do Nordeste, o que trouxe maior confiabilidade e flexibilidade ao sistema de fornecimento de gás natural no país. A ocorrência de gás de folhelho se dá em uma área geradora estimada em 9730 km² e área com maior potencial exploratório de 2296 km² e encontrando-se a uma profundidade média de 3000m¹⁰.

⁸ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *Statistics, Independent*, v. 2013, n. June, 2013.

⁹ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019.* (Nota técnica).

¹⁰ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019.* (Nota técnica).

A Bacia de Solimões fica presente na região Norte, tendo o gás natural escoado por gasodutos e suprindo os mercados do Norte e parte do Nordeste. Estima-se uma área geradora de gás de folhelho de aproximadamente 269327 km² alcançando uma profundidade média de 3200m¹¹.

A Bacia do Parnaíba encontra-se na região Norte do país, atualmente realiza o aproveitamento de todo o gás natural na geração de energia elétrica pelas usinas termoeletricas e está em estudo a construção de uma malha de gasodutos. A presença de gás de folhelho se dá em uma área com cerca de 436152 km², que ocupa toda a região central da bacia e os depósitos de gás não convencional alcançam uma profundidade média de 2200m¹².

A Bacia do Amazonas fica localizada na região Norte, atualmente não há blocos exploratórios em concessão, somente poços pioneiros. Quanto a infraestrutura de dutos instalados, se destaca o gasoduto Coari-Manaus, com aproximadamente 380 km. Em relação ao gás de folhelho, estima-se uma área geradora de 338414 km² com uma profundidade média de 2300m.¹³

A Bacia do Paraná encontra-se nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país, apresenta um desenvolvimento bem diversificado quanto a exploração de petróleo e gás, além de ter uma ampla malha de distribuição de gás natural por toda a sua extensão. Em relação ao gás de folhelho, tem uma área geradora de aproximadamente 64000 km² com uma profundidade média de 3500m.¹⁴

Mesmo tendo um cenário promissor, há alguns fatores que retardam o desenvolvimento dos RNCs no Brasil e estão relacionados aos segmentos de regulamentação, que precisam de melhorias quanto a segurança

¹¹ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019.* (Nota técnica).

¹² Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019.* (Nota técnica).

¹³ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019.* (Nota técnica).

¹⁴ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 2019.* (Nota técnica).

operacional e do meio ambiente, como também nos processos licitatórios. Outro limitante está na logística da exploração on-shore, que é bem pouco desenvolvida tanto no transporte, refino e distribuição.¹⁵

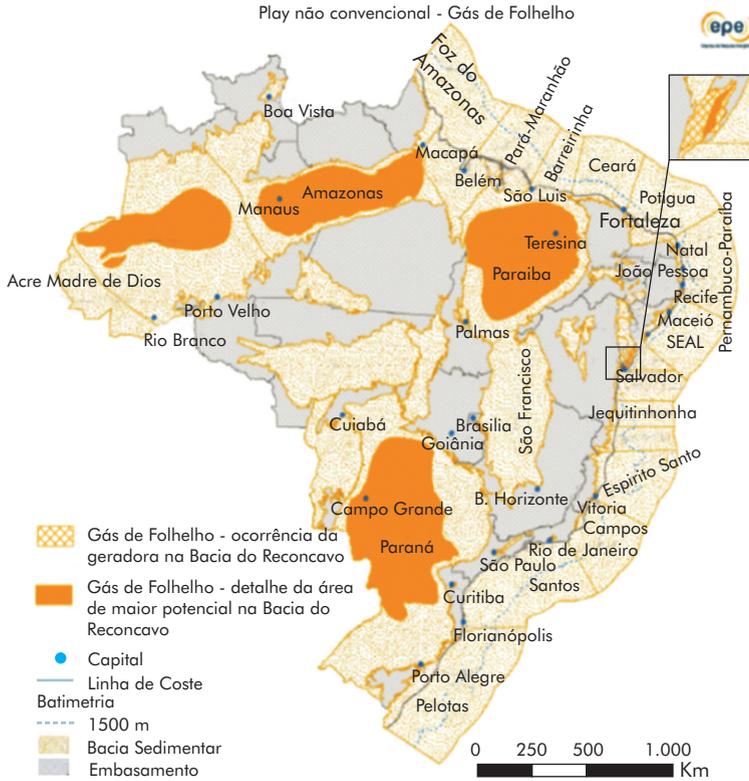


Figura 1 Bacias de Gás de Folhelho no Brasil (Fonte: EPE, 2019)

¹⁵ FGV. *O Shale Gas à espreita no Brasil: desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade*. [s.l.: s.n.].

1.2 Avaliação do consumo de água para extração de gás de folhelho

A água usada pela técnica de fraturamento hidráulico (HF) para exploração do gás de folhelho pode ser extraída tanto de fontes de água superficial como de água subterrânea, no entanto, a recarga de recursos subterrâneos ocorre em escalas de tempo mais longas, ficando mais vulneráveis ao esgotamento¹⁶. Diante disso, neste estudo foi considerado o uso de água doce superficial.

Para o cálculo da água consumida anualmente para o fraturamento hidráulico (CHfrac) por bacia sedimentar foi usada a metodologia a seguir, segundo a equação (1)¹⁷(ROSA *et al.*, 2018):

$$CHfrac \left(\frac{m^3}{ano} \right) = (1 - F.R).n.W \quad (1)$$

Onde, W é a água injetada em um poço usando o fraturamento hidráulico, n é o número de poços por área, F é a fração do fluido que retorna e R é a fração reciclada de água.

Para o estudo foi estimado o cenário mais crítico, onde haveria um maior consumo de água para o HF, tendo assumido os seguintes valores para as variáveis:

A quantidade de água necessária para estimular um poço horizontal por fraturamento hidráulico (W) varia de acordo com as características da geologia local, profundidade do depósito, tecnologia usada e outros fatores operacionais (GALLEGOS *et al.*, 2015). No entanto, não foram encontrados nenhum desses dados disponíveis para as bacias de gás de folhelho no Brasil. Portanto, dada a complexidade e incerteza quanto a estimativa de consumo de água para fraturamento por poço foram feitas simplificações utilizando dados da literatura.¹⁸

¹⁶ FREYMAN, M. Hydraulic Fracturing & Water Stress: Water Demand by the Numbers. *Ceres*, n. February, p. 85, 2014.

¹⁷ ROSA, L. et al. The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing: A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction. *Earth's Future*, v. 6, n. 5, p. 745–756, 2018.

¹⁸ ROSA, L. et al. The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing: A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction. *Earth's Future*, v. 6, n. 5, p. 745–756, 2018.

A água para perfuração (W) considerada foi 30.000 m³ para o caso de alta injeção,¹⁹ o fluido que retorna (F) sendo 70%²⁰ e sem nenhuma reciclagem de água, portanto (R) sendo zero.

O número projetado de poços (n) foi estimado avaliando a área de cada depósito de gás de folhelho (km²) e os valores típicos de espaçamento dos poços (poços/km²), sendo usado o espaçamento com demanda mais alta de água, desse modo n ficou sendo 3,12 poços/km².²¹ A área de cada bacia sedimentar foi obtida pelo levantamento da EPE (EPE, 2019), tendo a Bacia do Recôncavo (9.730 km²); Solimões (269.327 km²), Parnaíba (436.152 km²), Amazonas (338.414 km²) e Paraná (640.000 km²). Em especial, para a bacia do Paraná foi encontrado ao utilizar o Sistema de Informação Geográfica (SIG) explicado adiante o valor de área de 526.058 km² e adotado esse valor na realização das contas.

Além disso, os poços não são estimulados e perfurados todos de uma vez, mas em um determinado período, assumindo neste estudo 30 anos de horizonte.²² Portanto, o valor de n (poços/anos) foi encontrado pelo seguinte cálculo: 3,12 poços/km² multiplicado pela área de cada bacia sedimentar (km²) dividido pelo período (30 anos) para encontrar a perfuração inicial no primeiro ano de exploração.

Essas projeções têm um certo grau de imprecisão, tendo em vista que a exploração dependerá de fatores como: disponibilidade de infraestrutura, economia, tecnologias usadas para o fraturamento hidráulico, entre outros.²³

¹⁹ KONDASH, A.; VENGOSH, A. Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Environmental Science and Technology Letters*, v. 2, n. 10, p. 276–280, 2015.

²⁰ GREGORY, K. B.; VIDIC, R. D.; DZOMBAK, D. A. Water management challenges associated with the production of shale gas by hydraulic fracturing. *Elements*, v. 7, n. 3, p. 181–186, 2011.

²¹ MCGLADE, C.; SPEIRS, J.; SORRELL, S. Methods of estimating shale gas resources - Comparison, evaluation and implications. *Energy*, v. 59, p. 116–125, 2013.

²² U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *Statistics, Independent*, v. 2013, n. June, 2013

²³ KUUSKRAA, V., STEVENS, S., VAN LEEUWEN, T., & MOODHE, K. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. *U.S. Energy Information Administration*, n. April, p. 365, 2011.

1.3 Disponibilidade hídrica local do Brasil

A disponibilidade hídrica local (DHloc) (superficial e subterrânea) de cada uma das 12 Regiões Hidrográficas (RH) do Brasil foi obtida através dos dados do Relatório da Conjuntura de Recursos Hídricos do Brasil realizado pela Agência Nacional das Águas e Saneamento Básico.²⁴ Esses valores representam a quantidade de água disponível para outorga, ou seja, à disposição para os mais diversos usos já descontados a vazão ecológica (Qeco) e vazão de retirada (Qret).

A vazão ecológica representa as quantidades, qualidades e padrões de fluxos de água necessários para garantir a manutenção da sustentabilidade dos ecossistemas aquáticos e os serviços por eles fornecidos,²⁵ sendo estimada como 50% da vazão média (Qmed) para os corpos hídricos do Brasil.²⁶

A vazão de retirada equivale ao volume de água captada para os mais diversos fins, sem descontar a vazão de retorno, que representa a água que é devolvida para os corpos hídricos.²⁷ Os valores de Qret variam com os tipos de uso da água, tanto pela finalidade (industrial, abastecimento urbano, irrigação etc.) como pelas quantidades demandadas em cada RH.²⁸

A Qmed e Qret foram adquiridas pelo Relatório da Conjuntura de Recursos Hídricos do Brasil²⁹ e posteriormente foram estimadas as Qeco.

Assim, a DHloc contabiliza apenas os recursos hídricos capazes de serem usados de forma sustentável, excluindo os fluxos ambientais e a

²⁴ Agência Nacional de Águas (ANA). Conjuntura Recursos Hídricos no Brasil 2017. Brasília: ANA, 2017.

²⁵ ACREMAN, M. et al. Environmental flows for natural, hybrid, and novel riverine ecosystems in a changing world. *Frontiers in Ecology and the Environment*, v. 12, n. 8, p. 466–473, 2014.

²⁶ Agência Nacional de Águas (ANA). *Outorga dos direitos de uso de recursos hídricos*. Brasília: ANA, 2019^a.

²⁷ Agência Nacional de Águas (ANA). Conjuntura Recursos Hídricos no Brasil 2017. Brasília: ANA, 2017.

²⁸ Agência Nacional de Águas (ANA). *Manual dos Usos Consuntivos de Água do Brasil*. Brasília: ANA, 2019b.

²⁹ Agência Nacional de Águas (ANA). Conjuntura Recursos Hídricos no Brasil 2017. Brasília: ANA, 2017.

vazão de água já retirada. Neste estudo, foi feita uma análise para a disponibilidade hídrica superficial (DHsup) por serem dados mais fáceis de se monitorar quando comparados com a disponibilidade hídrica subterrânea (DHsub), apresentando maior confiança nos valores. Dessa forma, foi possível avaliar se a quantidade de água superficial disponível seria o suficiente para a futura exploração dos RNCs, dispensando a necessidade de se perfurar mais poços para obtenção de água, além dos que já serão feitos para o *shale gas*.

1.4 Correlação das bacias sedimentares de gás de folhelho e as regiões hidrográficas

Neste estudo, assumiu-se que existe uma relação direta entre a localização das bacias sedimentares de *shale gas* e as regiões hidrográficas, visto que essas RHs terão potencial de fornecer água superficial para a atividade de extração do HF. Expondo assim, uma ligação entre a disponibilidade hídrica superficial e o desenvolvimento da atividade de exploração dos RNCs. Visto a importância de compreender qual(is) região(s) hidrográfica(s) cada uma das cinco reservas sedimentares de *shale gas* interceptam, optou-se por utilizar um Sistema de Informação Geográfica (SIG). O SIG permite que seja criada e organizada a base de dados georreferenciadas, incluindo alguns procedimentos, tais como a conversão de sistemas de coordenadas geográficas, a sobreposição de dados espaciais, o cálculo de áreas, dentre outros.³⁰

Assim, os processos necessários para a obtenção dos resultados foram realizados no software ArcGIS, já que este é um sistema utilizado para soluções de planejamento e gestão através do conhecimento geográfico.³¹

³⁰ ENVIRONMENTAL SYSTEMS RESEARCH INSTITUTE (ESRI). *ArcGIS Pro: Tool Reference*. 2021a. Disponível em: <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/2.6/tool-reference/analysis/an-overview-of-the-analysis-toolbox.htm>. Acesso em: 20 mai. 2021

³¹ ENVIRONMENTAL SYSTEMS RESEARCH INSTITUTE (ESRI). *Overview*. 2021b. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/what-is-gis/overview>. Acesso em: 20 mai. 2021

Para a elaboração desta análise foram usados dados secundários da localização das regiões hidrográficas³² e das bacias sedimentares de *shale gas* fornecidos, respectivamente, pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico e Empresa de Pesquisa Energética³³(EPE, 2019).

Inicialmente, foi necessário realizar o pré-processamento das informações coletadas. Esta etapa visou converter os dados georreferenciados para o mesmo sistema de coordenadas, de forma a garantir concordância espacial dos mesmos³⁴. Desse modo, os dados digitais obtidos foram transformados para o sistema de coordenadas projetadas SIRGAS 2000 Brazil Polyconic.

Posteriormente, realizou-se o recorte do shapefile das bacias sedimentares de *shale gas* em relação ao shapefile das RHs, utilizando a ferramenta Intersect. Após esta ação, foi possível extrair as áreas de cada uma das parcelas e estipular porcentagens de interseção em relação a área total de cada depósito de *shale gas*, conforme procedimento ilustrado na Figura 2.

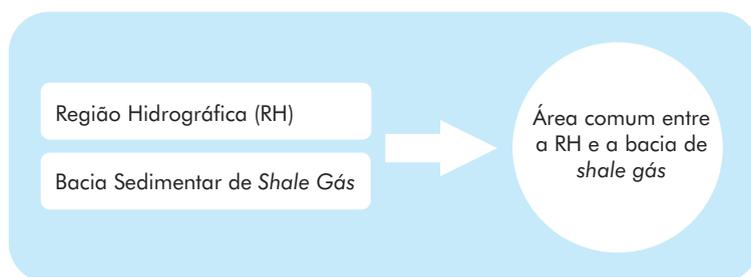


Figura 2 Análise geoespacial para determinar a área proporcional em comum das RH e bacias de *shale gas*

³² <https://www.snirh.gov.br/hidroweb/download>

³³ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019*. (Nota técnica).

³⁴ INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Manuais Técnicos em Geociências*. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101675.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021

Por meio do resultado da interseção dos mapas foi possível verificar o consumo hídrico proporcional para o fraturamento hidráulico (CHprop) através da área de interseção, conforme equação (2). Dessa forma, esse consumo de água calculado é proporcional a área da zona da reserva de *shale gas* contida em determinada região hidrográfica.

$$CHprop \left(\frac{m^3}{ano} \right) = CHfrac. \frac{\text{Área de interseção}}{\text{Área de bacia sedimentar}} \quad (2)$$

Onde, CHfrac é o consumo hídrico anual do fraturamento hidráulico (m^3/ano) de toda bacia sedimentar calculado na equação (1), a Área de interseção e a Área da bacia sedimentar são dadas em quilômetros quadrados (km^2) e CHprop é o consumo hídrico somente da zona de *shale gas* contida dentro da respectiva RH em comum em m^3/ano .

Além disso para verificar as regiões com maiores potenciais em ocasionar pressões nos recursos hídricos, foi calculada a razão (Y) entre o consumo hídrico proporcional de cada zona de *shale gás*, a CHprop (m^3/ano) e a disponibilidade hídrica superficial, a DHsup (m^3/ano), conforme equação (3):

$$Y (\%) = \frac{CHprop}{DH \text{ sup}} . 100 \quad (3)$$

Dessa forma, com o valor de Y, foi possível estimar o quanto de água será exigido de cada RH por bacia sedimentar de *shale gas* contida nela ao haver exploração do recurso hídrico em relação ao que tem disponível na região hidrográfica. As zonas das bacias de gás de folhelho que vão demandar mais água diante do disponível na região hidrográfica serão também aquelas que vão exercer maior pressão hídrica sobre a região. Por isso, foi considera a relação demanda sobre a disponibilidade de água como pressão hídrica.

2 RESULTADOS E DISCUSSÕES

2.1 Estimativa da água consumida pelo fraturamento hidráulico

O consumo potencial de água superficial para fraturamento hidráulico (CHfrac) de cada bacia sedimentar de *shale gas* do Brasil foi estimado conforme Tabela 1. É importante frisar que ao longo do tempo a demanda de água por perfuração tende a aumentar devido ao uso de mais poços laterais, poços mais profundos e o maior estágios de fraturamento hidráulico.³⁵ Para o estudo foi considerado o período do primeiro ano de exploração para obtenção dos dados.

Tabela 1 Consumo Potencial de água para fraturamento hidráulico por bacia sedimentar de shale gás no Brasil^a

Bacia de <i>Shale gas</i>	Area (km ²)	CHfrac (10 ⁶ m ³ /ano)
Solimões	269.326	975,0
Amazonas	338.415	1225,0
Recôncavo	9.730	35,2
Parnaíba	436.152	1578,9
Paraná	526.058*	1904,3

Area: Área total da bacia de shale. CHfrac: Consumo estimado de água para fraturamento hidráulico em milhões de m³ por um ano. * Valor de área na bacia do Paraná encontrado na sobreposição dos mapas.

As projeções feitas para o consumo de água no momento de pico de exploração do gás de folhelho para as principais bacias sedimentares do Texas, EUA foram as seguintes:³⁶ Barnett Shale, com área de 48000km² consumindo 60.10⁶ m³ no ano de 2017; Tx-Haynesville Shale, com área de

³⁵ ROSA, L. et al. The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing: A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction. *Earth's Future*, v. 6, n. 5, p. 745–756, 2018.

³⁶ NICOT, J. P.; SCANLON, B. R. Water use for shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science and Technology*, v. 46, n. 6, p. 3580–3586, 2012.

19000km² consumindo 19.10⁶ m³ no ano de 2022 e Eagle Ford, com área de 53000km² consumindo 58.10⁶ m³ no ano de 2024.

Ao comparar as regiões que já utilizam o fraturamento hidráulico em estado mais avançado com o Brasil, é possível observar diferenças em razão da densidade de poços por km² aplicados ser diferente das aplicadas na metodologia do estudo e as áreas de potencial exploração no Brasil serem maiores que as apresentadas dos EUA, resultando em valores superiores de consumo de água para exploração dos RNCs.

2.2 Disponibilidade hídrica superficial nas regiões hidrográficas brasileiras

Os dados de Disponibilidade Hídrica Superficial (DHsup), Disponibilidade Hídrica Subterrânea (DHsub), Vazão ecológica (Qeco) e Vazão de retirada (Qret) de cada Região Hidrográfica brasileira estão apresentados no gráfico 1:

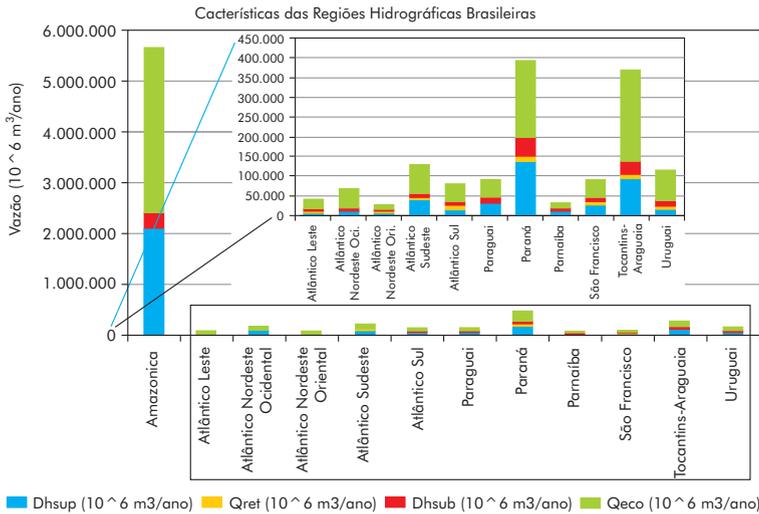


Gráfico 1 Características das 12 Regiões Hidrográficas brasileiras quanto as vazões de Disponibilidade Hídrica Superficial (DHsup), Disponibilidade Hídrica Subterrânea (DHsub), Vazão ecológica (Qeco) e Vazão de retirada (Qret) em milhões de m³ por ano.

Como o estudo concentrou-se em observar a disponibilidade de água superficial, a Tabela 2 apresenta os dados de DHsup em milhões de m³ por ano:

Tabela 2 Disponibilidade hídrica superficial (DHsup) das Regiões Hidrográficas brasileiras

Região Hidrográfica (RH)	Disponibilidade hídrica superficial (DHsup) (10 ⁶ m ³ /ano)
RH Amazônica	2.069.297,7
RH Atlântico Leste	8.546,3
RH Atlântico Nordeste Ocidental	12.519,8
RH Atlântico Nordeste Oriental	6.874,8
RH Atlântico Sudeste	41.785,2
RH Atlântico Sul	16.178,0
RH Paraguai	32.261,3
RH Paraná	138.443,0
RH Parnaíba	10.249,2
RH São Francisco	27.594,0
RH Tocantins-Araguaia	97.698,5
RH Uruguai	17.344,8

É possível observar que a RH Amazônica é a que apresenta maior DHsup com 2.069.297,7 milhões de m³ por ano e com menor DHsup é a RH Atlântico Nordeste Oriental com 6.874,8 milhões de m³ por ano. Diante disso, vê-se que o Brasil é um país com alta disponibilidade hídrica superficial e se torna um local promissor para exploração dos RNCs como o gás de folhelho.

Após o conhecimento das características das RHs, foi analisada a área em comum das bacias sedimentares de *shale gas* e regiões hidrográficas através da sobreposição dos mapas realizada pelo ArcGis, conforme apresentada na Figura 3.

Por meio da sobreposição dos mapas, foi possível extrair que dentre as 12 RHs somente 8 possuem áreas em comum com as reservas de *shale gas*, sendo elas: Amazônica, Tocantins-Araguaia, Atlântico Leste, Uruguai, Paraguai, Paraná, Atlântico Nordeste Ocidental e Parnaíba conforme apresentadas na Figura 3.

Além disso, com a interseção das áreas foi estimado o consumo de água proporcional para o fraturamento hidráulico (CHprop) para cada zona da reserva de *shale gas*, conforme os resultados apresentados na Tabela 4.

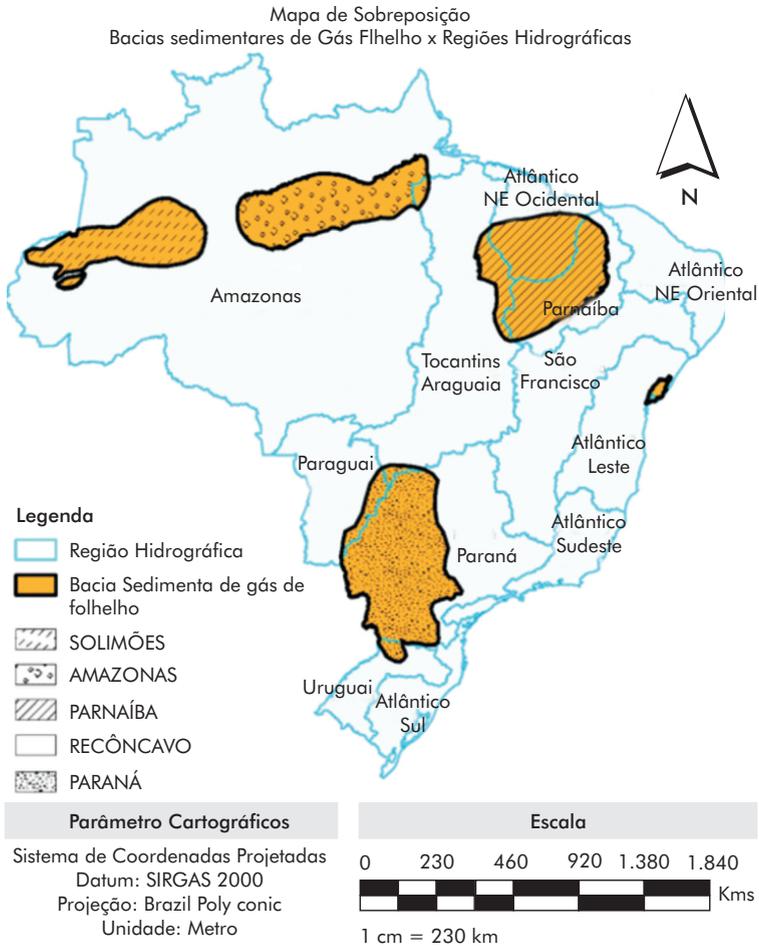


Figura 3 Mapa da sobreposição das áreas das RH e bacias de *shale gas*

A Bacia de Solimões tem 100% de sua área sobreposta a RH Amazônica, sendo então o seu consumo de água proporcional para o fraturamento hidráulico de $975 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$.

A Bacia do Amazonas tem interseção com duas RHs, tendo 97% de sua área na RH Amazônica, consumindo $1.188,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$ e 3% na RH Tocantins-Araguaia com $36,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$.

A Bacia do Recôncavo tem 100% de sua área na RH Atlântico Leste com CHprop de $35,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$.

A Bacia do Parnaíba tem área em comum com 3 RHs, tendo 15% na RH Tocantins-Araguaia utilizando $236,8 \cdot 10^6$ m³/ano de água superficial, 39% na RH Atlântico Nordeste Ocidental consumindo $615,7 \cdot 10^6$ m³/ano e 46% na RH Parnaíba com CHprop de $726,2 \cdot 10^6$ m³/ano.

A Bacia do Paraná faz interseção com 4 RHs, com 2% na RH Tocantins-Araguaia, consumindo $38,08 \cdot 10^6$ m³/ano, 3% na RH Uruguai usando $57,1 \cdot 10^6$ m³/ano, 7% na RH Paraguai com CHprop de $133,3 \cdot 10^6$ m³/ano e 88% na RH Paraná com consumo de $1.675,8 \cdot 10^6$ m³/ano.

Tabela 4 Consumo hidráulico proporcional (CHprop) para fraturamento hidráulico equivalente a bacia sedimentar de *shale gas* e sua área em comum com a região hidrográfica no Brasil

Bacia de Gás de Folhelho	Região Hidrográfica (RH)	Área Sobreposta (%)	CHprop (10 ⁶ m ³ /ano)
Solimões	RH Amazônica	100%	975
Amazonas	RH Amazônica	97%	1.188,3
	RH Tocantins-Araguaia	3%	36,7
Recôncavo	RH Atlântico Leste	100%	35,2
Parnaíba	RH Tocantins-Araguaia	15%	236,8
	RH Atlântico Nordeste Ocidental	39%	615,7
	RH Parnaíba	46%	726,2
Paraná	RH Tocantins-Araguaia	2%	38,08
	RH Uruguai	3%	57,1
	RH Paraguai	7%	133,3
	RH Paraná	88%	1.675,8

2.3 Pressão hídrica do fraturamento hidráulico nos recursos hídricos superficiais das regiões hidrográficas

Para verificar quais bacias sedimentares de gás de folhelho terão maior potencial de impactos quantitativos em relação a água utilizada na exploração do RNCs nas regiões hidrográficas, foi analisada a relação (Y) entre

a demanda de fraturamento hidráulica proporcional (CHprop) e a disponibilidade hídrica superficial (DHsup). Dessa forma, foi elaborado o ranking crescente da combinação da bacia de gás de folhelho e sua respectiva RH da menor pressão hídrica para maior, conforme apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 Ranking das Bacias Sedimentares de gás de folhelho em relação a possível pressão hídrica causada na disponibilidade de água superficial devido a demanda hídrica para o fraturamento hidráulico

Posição	Bacia de Gás de Folhelho	Região Hidrográfica	Pressão Hídrica (Y)
1	Amazonas	RH Tocantins-Araguaia	0,038%
2	Paraná	RH Tocantins-Araguaia	0,039%
3	Solimões	RH Amazônica	0,047%
4	Amazonas	RH Amazônica	0,057%
5	Parnaíba	RH Tocantins-Araguaia	0,242%
6	Paraná	RH Uruguai	0,329%
7	Recôncavo	RH Atlântico Leste	0,412%
8	Paraná	RH Paraguai	0,413%
9	Paraná	RH Paraná	1,211%
10	Parnaíba	RH Atlântico Nordeste Ocidental	4,918%
11	Parnaíba	RH Parnaíba	7,086%

A partir deste ranking, foi gerado o mapa da Figura 4 que apresenta por escala de cor as pressões hídricas provocadas em cada região hidrográfica devido à realização da atividade de fraturamento hidráulico. Da cor mais quente para a mais fria temos uma pressão maior para uma menor.

A zona da reserva sedimentar de gás de folhelho que possivelmente causará menos impactos quantitativos aos recursos hídricos foi a da Bacia do Amazonas que está inserida na RH Tocantins-Araguaia que apresenta uma pressão na água superficial em 0,038%. Por outro lado, a que poderá causar maiores impactos foi a zona da bacia de shale da Parnaíba localizada na região hidrográfica Parnaíba com 7,086%.

Desse modo, ao se observar o ranking das zonas das bacias sedimentares e suas regiões hidrográficas correspondentes, as zonas das bacias do Amazonas, Paraná e Solimões demonstram uma maior capacidade para exploração do *shale gas*, já que apresentam menores impactos iniciais quanto a quantidade de água usada para exploração.

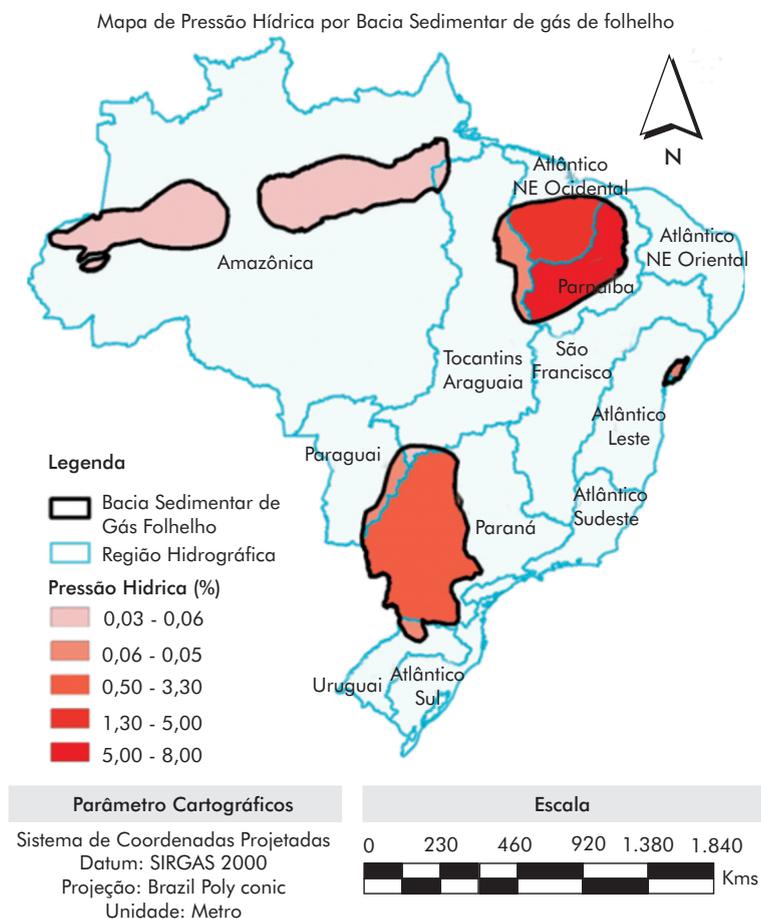


Figura 4 Mapa da Pressão Hídrica provocada pela extração de *shale gas*

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresentou um panorama geral das características das cinco bacias sedimentares de *shale gas* no Brasil (Bacia do Recôncavo, Parnaíba, Amazonas, Solimões e Paraná), além da disponibilidade hídrica das regiões hidrográficas potencialmente usadas para exploração do recurso não convencional.

Além disso, a estimativa do consumo potencial de água para fraturamento hidráulico (CHfrac) revelou que a Bacia do Recôncavo necessitaria de menor volume de água com $35,2 * 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$ enquanto a Bacia do Paraná demandaria maior quantidade com $1904,3 * 10^6 \text{ m}^3/\text{ano}$.

Com a sobreposição das áreas das bacias sedimentares e das regiões hidrográficas (RH) foi demonstrado que as reservas de *shale gas* estão contidas em mais de uma RH, tendo a sua disponibilidade hídrica superficial presente nas RHs que a bacia está inserida. Diante disso, foi feita a estimativa do consumo de água superficial proporcional para o fraturamento hidráulico (CHprop). Dessa forma, por uma questão de logística, a priorização da captação de água em locais próximos da exploração será mais interessante que outros, a depender de estudos mais aprofundados. Assim, cada zona da bacia terá sua demanda suprimida pela RH que ela pertence.

Para melhorar a estimativa do consumo potencial de água foi feita a avaliação da pressão potencial correlacionando a demanda de fraturamento hidráulico proporcional (CHprop) e a disponibilidade hídrica superficial (DHsup). Sendo assim, a zona da reserva sedimentar de gás de folhelho que obteve melhores resultados, ou seja, menos impactos quantitativos aos recursos hídricos foi a zona da Bacia do Amazonas inserida na RH Tocantins-Araguaia, com uma pressão na água superficial em 0,038%. Por outro lado, a que poderá causar maiores impactos foi a zona da Bacia do Parnaíba localizada na região hidrográfica Parnaíba com 7,086%.

Diante desses resultados, a pesquisa apresenta dados para uma exploração inicial no primeiro ano de atividades, considerando cenários de nenhum reaproveitamento ou reciclagem do recurso. Caso não haja um planejamento nesse sentido, o consumo de água aumentará ao longo dos anos na taxa de crescimento de demanda para o primeiro ano. Essa contribuição demonstra a importância de priorizar uma exploração sustentável, tendo em vista o uso racional da água para o desenvolvimento da atividade de exploração. Por fim, para que se possa ter menos riscos e impactos na captação de água superficial para uso no HF é necessário o investimento contínuo no monitoramento hídrico de cada RH de influência.

Para estudos futuros, sugere-se o desenvolvimento de iniciativas de melhoria dos processos de exploração como a reutilização da água, a realização de uma avaliação do crescimento da demanda de água a longo prazo,

além da busca de novas tecnologias com atenção aos potenciais impactos para atender o uso múltiplo das águas e garantir a proteção das diversidades físicas, bióticas, econômicas, sociais e culturais das diversas regiões.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq pela concessão da bolsa referente ao Processo n. 380417/2021-9 da Chamada Pública Encomenda Convênio FINEP n. 01.14.0215.00 SEI – 01300.007195/2020-59.

REFERÊNCIAS

ACREMAN, M. et al. Environmental flows for natural, hybrid, and novel riverine ecosystems in a changing world. *Frontiers in Ecology and the Environment*, v. 12, n. 8, p. 466–473, 2014.

Agência Nacional de Águas (ANA). *Conjuntura Recursos Hídricos no Brasil 2017*. Brasília: ANA, 2017.

Agência Nacional de Águas (ANA). *Outorga dos direitos de uso de recursos hídricos*. Brasília: ANA, 2019a.

Agência Nacional de Águas (ANA). *Manual dos Usos Consuntivos de Água do Brasil*. Brasília: ANA, 2019b.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Zonamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019*. Brasília: MME/EPE, 2019. (Nota técnica).

Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME). *Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)*. Brasília: MME/CMGN, 2021.

COOK, M.; WEBBER, M. Food, fracking, and freshwater: The potential for markets and cross-sectoral investments to enable water conservation. *Water (Switzerland)*, v. 8, n. 2, p. 45, 30 jan. 2016.

ENVIRONMENTAL SYSTEMS RESEARCH INSTITUTE (ESRI). *ArcGIS Pro: Tool Reference*. 2021a. Disponível em: <https://pro.arcgis.com/en/pro-app/2.6/tool-reference/analysis/an-overview-of-the-analysis-toolbox.htm> . Acesso em: 20 mai. 2021

ENVIRONMENTAL SYSTEMS RESEARCH INSTITUTE (ESRI). *Overview*. 2021b. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/what-is-gis/overview> . Acesso em: 20 mai. 2021

FGV. *O Shale gas à espreita no Brasil: desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade*. [s.l.: s.n.].

FREYMAN, M. Hydraulic Fracturing & Water Stress : Water Demand by the Numbers. *Ceres*, n. February, p. 85, 2014.

GALLEGOS, T. J. et al. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research*, v. 51, n. 7, p. 5839–5845, 24 jul. 2015.

GREGORY, K. B.; VIDIC, R. D.; DZOMBAK, D. A. Water management challenges associated with the production of *shale gas* by hydraulic fracturing. *Elements*, v. 7, n. 3, p. 181–186, 2011.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. *Manuais Técnicos em Geociências*. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101675.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021

HOFFMAN, A.; OLSSON, G.; LINDSTRÖM, A. *Shale gas and Hydraulic Fracturing Framing the Water Issue*. [s.l.: s.n.].

KONDASH, A.; VENGOSH, A. Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Environmental Science and Technology Letters*, v. 2, n. 10, p. 276–280, 2015.

KUUSKRAA, V., STEVENS, S., VAN LEEUWEN, T., & MOODHE, K. World *shale gas* resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. *U.S. Energy Information Administration*, n. April, p. 365, 2011.

MCGLADE, C.; SPEIRS, J.; SORRELL, S. Methods of estimating *shale gas* resources - Comparison, evaluation and implications. *Energy*, v. 59, p. 116–125, 2013.

MENDES, A. P. DO A. M. et al. Produção de Petróleo Terrestre no Brasil. *Bndes*, v. 25, n. 49, p. 215–264, 2019.

NATURAL, C. T. DE M. A. (CTMA) E P. DE M. DA I. N. DE P. E. G. Aproveitamento de Hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil. 2016.

NICOT, J. P.; SCANLON, B. R. Water use for shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science and Technology*, v. 46, n. 6, p. 3580–3586, 2012.

ROSA, L. et al. The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing: A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction. *Earth's Future*, v. 6, n. 5, p. 745–756, 2018.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and *Shale gas* Resources : An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *Statistics, Independent*, v. 2013, n. June, 2013.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and *Shale gas* Resources: Brazil. *Statistics, Independent*, n. September, 2015.

8

ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE QUALIDADE DO GÁS NATURAL TRANSPORTADO NO BRASIL E SEUS IMPACTOS PARA O CONSUMIDOR FINAL EM CASO DE NÃO CONFORMIDADE

Paul Louis Poulallion "In Memmorian"
Kelly Cristinne Leite Angelim
Matheus Rebelo Gomes Rodrigues

INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem em vista a necessidade de explorar a questão dos contaminantes do gás natural a ser produzido a partir de reservatórios não convencionais.

A princípio o relatório contextualiza quanto as composições típicas do gás natural, seja quanto ao comprimento da cadeia carbônica (C_1 , C_2 , C_3 etc.) ou contaminantes típicos (CO_2 , H_2S etc.). Em sequência são mencionados os métodos mais comuns de purificação do gás natural a serem utilizados antes de entrarem na malha dutoviária nacional.

Após isso, se é discutido acerca do agente fiscalizador assim como as normas e parâmetros por ele determinadas para o controle de qualidade do gás a ser exigida ao agente transportador. Além disso, a fim de se ter uma direção quanto aos parâmetros utilizados no Brasil, são apresentados alguns parâmetros avaliados no exterior para a qualidade do gás, assim como alguns de seus valores de referência. Outro ponto abordado associado a qualidade do gás são os possíveis efeitos aos consumidores finais (indústrias, uso doméstico etc.) caso o gás tenha altos teores de contaminantes.

1 O GÁS NATURAL E SUAS COMPOSIÇÕES TÍPICAS

De acordo com o Art.6 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,¹ define-se gás natural ou gás “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros”.

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos que consiste principalmente em parafinas leves saturadas, como metano (CH_4) e etano (C_2H_6), e como o próprio nome indica é uma substância em estado gasoso

¹ BRASIL. Lei Federal nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 6 ago. 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm. Acesso em: 29 abril 2021.

em condições atmosféricas.^{2,3} A mistura também pode conter outros hidrocarbonetos, como propano, butano, pentano e hexano; vapor d'água e alguns contaminantes, como gás sulfídrico (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) e nitrogênio (N₂).^{4,5,6}

A composição do gás natural bruto depende de uma série de fatores naturais, os quais determinaram o seu processo de formação e as condições de acúmulo do seu reservatório de origem^{7,8}. Sendo assim, a composição do gás natural é função do tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, condições de temperatura e pressão ao qual foi submetido, tempo de formação, geologia do solo, tipo de rocha, presença de óleo etc.⁹ Portanto, encontramos diversas composições de gás natural a depender do tipo do reservatório (Tabela 1).

² CARRUTHERS, J. E.; WADDAMS, A. L.; RIVA, J. P.; ATWATER, G. I.; SOLOMON, L. H. Natural gas. Encyclopedia Britannica, dez. 2020. Disponível em: <https://www.britannica.com/science/natural-gas>. Acesso em: 29 abril 2021

³ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP. Processamento de gás natural. ANP, jul. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural>. Acesso em: 29 abril 2021.

⁴ GHALANDARI, V.; HASHEMIPOUR, H.; BAGHERI, H. Experimental and modeling investigation of adsorption equilibrium of CH₄, CO₂, and N₂ on activated carbon and prediction of multi-component adsorption equilibrium. *Fluid Phase Equilibria*, v. 508, p. 112433, mar. 2020.

⁵ FREITAS, L. F. L.; SANTOS, R. J. O.; SANTOS, M. R. O.; SERPA, F. S.; MACÊDO Jr., R. O. Gás natural: cenário da produção e processos de tratamento. In: OLIVEIRA, R. J. (org.). Recursos naturais: energia de biomassa florestal. 1. ed. Guarujá, SP: Científica Digital, 2021. p. 128-145. Disponível em: <https://downloads.editoracientifica.org/books/978-65-87196-84-8.pdf>. Acesso em: 29 abril 2021.

⁶ FREITAS, L. F. L.; SANTOS, R. J. O.; SANTOS, M. R. O. Processos de tratamento do gás natural. In: II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016, Natal. Anais... Noyal: CONEPETRO, 2016.

⁷ SANTOS, D. S. Análise comparativa de tecnologias de separação de CO₂ no processamento de gás natural. 2014. 116f. Dissertação (Mestrado em Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

⁸ MACHADO, P. B. Análise comparativa de tecnologia de separação supersônica para condicionamento do gás natural. 2012. 152f. Dissertação (Mestrado em Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

⁹ VELHOS, J. V. Análise do impacto da variação da composição do gás natural no processo single mixed refrigerant. 2018. 75f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

Tabela 1 Composições típicas do gás natural (frações molares) de três campos brasileiros

Componente	Pampo	Namorado I	Garoupa
Metano	0,7814	0,6751	0,6361
Etano	0,0920	0,1406	0,1547
Propano	0,0525	0,0836	0,0956
i-Butano	0,0107	0,0123	0,0167
n-Butano	0,0168	0,0282	0,0298
i-Pentano	0,0053	0,0067	0,0078
n-Pentano	0,0077	0,0126	0,0109
n-Hexano	0,0083	0,0123	0,0112
n-Hexano	0,0040	0,0077	0,0075
Octano	0,0013	0,0043	0,0039
Nonano	0,0001	0,0016	0,0013
Decano	0,0000	0,0004	0,0004
N ₂	0,0128	0,0085	0,0104
CO ₂	0,0000	0,0063	0,0071
H ₂ O	0,0072	0,0082	0,0067

Fonte: Adaptado de Talavera (2002)¹⁰

A riqueza do gás natural é o conjunto de componentes mais pesados que o propano (fração C₃⁺, ou seja, mistura contendo propano e outros hidrocarbonetos mais pesados), que pode ser transformada em produtos de elevado valor comercial. Quanto maior a proporção de componentes mais pesados na mistura, maior será seu poder calorífico e, conseqüentemente, mais rico será considerado o gás natural bruto. Normalmente, são chamados gases ricos (gás úmido) os gases com concentração de hidrocarbonetos pesados superior a 8%, já os gases com teor de hidrocarbonetos pesados menor do que 6% são classificados como gases pobres (gás seco),

¹⁰ TALAVERA, R. M. R. Caracterização de sistemas, simulação e otimização de etapas da planta de processamento de gás natural. 2002. 171f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

e entre 6 e 8% temos os gases medianos.¹¹ Esta classificação de riqueza é importante na definição da tecnologia de tratamento e processamento.¹²

Além do teor de riqueza, o gás natural pode ser classificado baseado na sua ocorrência na natureza: gás associado e não associado. Gás associado é aquele que está dissolvido no óleo bruto ou sob a forma de uma capa de gás (gás livre). Já o gás não associado é aquele proveniente de poços de gás e poços condensados, no qual existe pouco ou nenhum óleo.¹³ Na Figura 1 pode-se observar a riqueza média do gás natural proveniente de três tipos de campos produtores: gás associado ou não ao petróleo, em ambientes exploratórios terrestre, *off-shore* no pós-sal ou *off-shore* no pré-sal

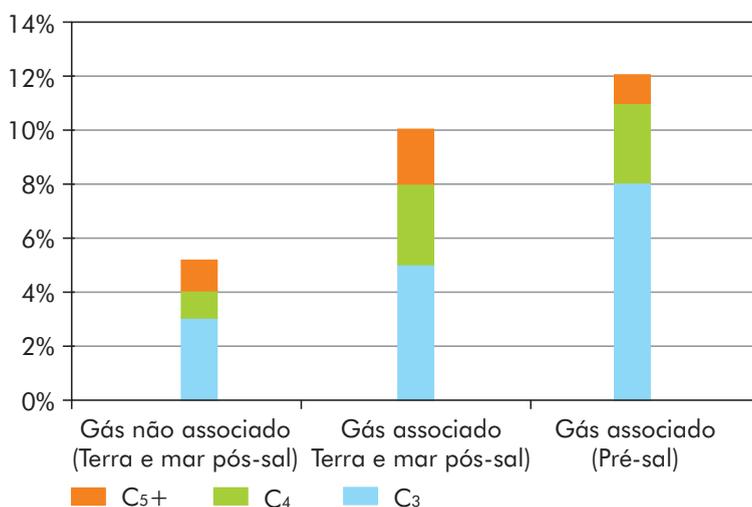


Figura 1 Riqueza média de três tipos de gás natural

Fonte: Adaptado de EPE (2020)⁶⁶⁷

¹¹ ALMEIDA, E. F.; FERRARO, M. C. Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos. Rio de Janeiro. Synergia: FAPERJ, 2013. 252 p.

¹² MONTEIRO, J. V. F.; SILVA, J. R. N. M. Gás natural aplicado à indústria e ao grande comércio. São Paulo. Blucher, 2010. 184 p.

¹³ EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré sal. EPE, mar. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-472/Oficial%20-%20Estudo%20aproveitamento%20do%20GN%20do%20Pre%CC%81-Sal_vf.pdf. Acesso em: 24 abril 2021.

O gás natural convencional é proveniente dos reservatórios convencionais, aqueles nos quais a produção é considerada fácil, prática e econômica em um dado estágio tecnológico de desenvolvimento. Em contrapartida, temos o gás não convencional cujo processo de extração é mais complexo. É importante ressaltar que o conceito de gás natural não convencional não é preciso, uma vez que o gás é o mesmo e o que muda é a prática de extração do gás natural. De forma geral, gás convencional é o gás natural produzido fazendo uso de técnicas convencionais, enquanto o gás não convencional é todo gás natural que é mais difícil de ser produzido, e a técnica de extração mais utilizada é o fraturamento hidráulico.¹⁴

2 POSSÍVEIS MÉTODOS DE SEPARAÇÃO

O processamento primário de gás natural (GN) visa a remoção dos contaminantes e o cumprimento das exigências de qualidade mínima do gás para ser transportado de forma segura para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde é promovida a separação das frações leves das frações pesadas.

Durante o condicionamento ou tratamento, um conjunto de processos físicos e/ou químicos são utilizados para redução ou até mesmo remoção completa dos contaminantes (enxofre, dióxidos de carbono e de água) e para garantir o escoamento eficiente, sem ocorrência de hidratos. Os parâmetros, normalmente, controlados são o ponto de orvalho e o poder calorífero.

A remoção dos contaminantes é realizada visando garantir a segurança operacional, reduzir a corrosividade do sistema e garantir as especificidades para a transferência. As especificações de mercado limitam os teores de CO₂ e o H₂S para 2% e 4 ppm.

Atualmente, há uma grande variedade de técnicas que podem ser aplicadas no tratamento do gás natural, como adsorção, membrana, absorção, entre outras. A seleção da tecnologia a ser utilizada depende das caracte-

¹⁴ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, ANP. Gás natural não-convencional. ANP, abril 2010. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 29 abril 2021.

rísticas globais do processo, o grau de remoção desejado, a especificação do gás tratado, a seletividade do processo ao gás ácido a ser removido, a razão $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ no gás, a disponibilidade de energia e utilidades e os custos operacionais¹⁵. Um resumo das tecnologias utilizadas no tratamento do gás natural é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 Tecnologias para tratamento do gás natural.

Mecanismo de remoção	Tecnologia	Nome Comercial
Absorção química	Aminas, carbonato de potássio, Hidróxido de sódio	MEA, DEA, MDEA, DIPA, DGA, solventes formulados, Benfield, Catacarb, etc
Absorção física	Solventes físicos	Selexol, Rectisol, Purisol, FluorSolvent, IFPexol, etc.
Absorção físico-química	Solventes físico-químicos	Sulfinol, Ucarsol, LE701, 702 & 703, Flexsorb PS, etc.
Adsorção física	Peneiras moleculares	Z5A (Zeochem), LNG-3 (UOP), etc.
Permeação	Membranas	Separex, Cynara, Ztop, Medal, etc.

Fonte: Adaptado de Machado (2012)

O gás natural, associado ou não associado contém normalmente água no estado líquido e/ou na forma vapor proveniente da sua origem e/ou de um pré-tratamento, como por exemplo, a saída do processo. A água em contato com os gases ácidos pode formar hidratos e um meio ácido corrosivo. Sendo assim, além da remoção dos contaminantes, é necessário que ocorra a desidratação do gás natural. Além disso, o controle do teor de água na corrente gasosa é necessário para manter a eficiência dos gasodutos, pois a água pode condensar nas linhas causando redução da área de passagem com aumento da perda de carga e consequente redução da vazão de gás.

Diversos métodos podem ser utilizados para a desidratação do gás natural como a separação por membranas, criogenia, condensação, absor-

¹⁵ BARBOSA, L. C. Captura de CO_2 e H_2S com soluções aquosas de alcanolaminas via destilação reativa. 2010. 290f. Tese (Doutorado em Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

ção e a adsorção. Todavia, somente algumas dessas técnicas são utilizadas na pela indústria de petróleo, sendo essas a absorção por líquidos secantes e a adsorção por sólidos dessecantes.

2.1 Tecnologias para tratamento do gás natural

O conceito do método de adsorção é relativamente simples, os componentes de uma mistura gasosa são adsorvidos, de forma seletiva, sob altas pressão. Isso se deve ao fato de os gases serem, sob pressão, atraídos por superfícies sólidas ou adsorvente. Quanto maior a pressão, maior será a adsorção e quando a pressão é reduzida, o gás é liberado ou dessorvido.¹⁶

A maioria dos processos comerciais de tratamento de gás por adsorção utiliza dois ou mais leitos adsorventes. No arranjo mais simples, a função dos leitos é intercalada, sendo que enquanto um leito atua como leito de adsorção, o outro atua como regenerador e então a função é revertida: o leito adsorvedor passa a ser regenerado enquanto o leito recém regenerado se torna novamente o leito adsorvedor. Outro arranjo bastante utilizado é o que contém três leitos, sendo que um deles opera como leito adsorvente, outro atua como regenerador e o terceiro é resfriado após regeneração.

A adsorção física é recomendada para remoção de CO₂ de gases mais leves e não apresenta boa seletividade para separar o CO₂ dos hidrocarbonetos em condições típicas de altas pressões do processamento de gás natural. Além disso, o uso de adsorventes físicos é adequado para gases com alto teor de gases ácidos.

Atualmente, estudos vêm sendo realizados a fim de investigar a aplicação de adsorventes físicos como sílica, carvões ativados e zeólitas para captura dos contaminantes.

Um das vantagens do método físico é o baixo custo, porém apresenta como desvantagem a baixa seletividade podendo absorver hidrocarbonetos pesados. Já o uso de adsorventes químicos apresenta alta

¹⁶ ALVES, G. S. Unidade de separação de gases por adsorção: simulação e caracterização do adsorvente. 2009. 74f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

sensibilidade à pressão parcial do contaminante, sendo assim indicados para processamento de gases com baixo teor contaminantes.

A adsorção química com soluções de aminas vem sendo amplamente aplicada no processamento do gás natural para remoção de H_2S e CO_2 .

Industrialmente, destacam-se o uso das aminas monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), diisopropanolamina (DIPA) e metildietanolamina. Atualmente, a MDEA é a mais utilizada pela alta resistência à degradação, menor demanda energética para regeneração e alta seletividade. Além disso, a MDEA apresenta baixa taxa de reação com o CO_2 e por essa razão vem sendo empregada na remoção seletiva de H_2S de correntes gasosas que também contêm CO_2 .

Outro método constantemente mencionado na literatura para remoção dos contaminantes é o uso de membrana. Essa tecnologia é competitiva pelo baixo consumo de energia e por demandar uma planta mais compacta⁶⁶². No entanto, possui algumas limitações de materiais, estrutura e de processos de formação de membrana.¹⁷ Atualmente, somente 5% do gás natural é tratado por membrana.¹⁸

A membrana atua com uma barreira seletiva onde o componente que apresenta afinidade com a membrana será permeado enquanto a fração da alimentação que é retida é dita retentado.

A taxa de permeação é dependente das características do componente a ser permeado, das características da membrana e pelo diferencial de pressão parcial do componente gasoso através da membrana. Uma vez que a taxa de permeação varia dependendo do componente e da membrana, o componente recuperado nunca é 100% puro.

Quanto maior for o diferencial de pressão parcial maior será o fluxo do contaminante capturado, porém a resistência mecânica da membrana limita a pressão máxima do gás alimentado. Sendo assim, esse processo

¹⁷ LOPEZ, D. R. S. Separação de CO_2 em gases de combustão – aplicação de membranas e criogenia. 2010. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

¹⁸ BAKER, R. W.; LOKHANDWALA, K. Natural gas processing with membranes: an overview. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 47, n. 7, p. 2109-2121, fev. 2008.

é recomendado para remoção mais grosseira, preferencialmente à remoção de traços de impurezas de correntes gasosas. Em diversos casos, um pré-tratamento no gás é recomendado exigindo um menor diferencial de pressão, evitando assim o entupimento da membrana.

A membrana que se destaca industrialmente para remoção do CO₂ é polimérica. Essa tecnologia se baseia no mecanismo de solução-difusão. Nesse tipo de mecanismos, a separação não depende somente do tamanho da molécula, mas depende também da interação química entre os gases e o polímero pois o transporte através da membrana é função da velocidade de difusão e da solubilidade da molécula através do material da membrana.

Yeo et al ¹⁹ destaca que as membranas apresentam simplicidade operacional, alta disponibilidade, baixo custo capital e operacional, skids compactos e relativamente leves, que conferem características ideais para aplicação *offshore*. Além disso, os autores ressaltam que o processo é contínuo e não precisa de regeneração, tornando esta tecnologia limpa sob o ponto de vista ambiental. Contudo, esse processo necessita de alta pressão de alimentação, pré-tratamento do gás, baixa pureza de CO₂ produzida e perda de hidrocarboneto no permeado.

Atualmente, a única tecnologia utilizada para a separação do CO₂ a partir do gás natural bruto em plataformas offshore é a separação por membranas. Entretanto, a plastificação da membrana, especialmente em condições de alta pressão, e a elevada perda do gás natural para as operações de fase única são uns dos principais desafios que afeta o desempenho do processo.

A absorção é o método mais empregado para desidratação do gás natural por atender tanto o requisito de condicionamento, quanto às especificações dos gasodutos de transporte de gás natural. Além disso, esse método também é utilizado para captura dos gases ácidos.

Machado ainda comenta que o método de absorção é análogo ao de adsorção, utilizando uma coluna de absorção e uma coluna recuperação do solvente.

¹⁹ YEO, Z. Y.; CHEW, T. L.; ZHU, P. W.; MOHAMED, A. R.; CHAI, S. Conventional processes and membrane technology for carbon dioxide removal from natural gas: a review. *Journal of Natural Gas Chemistry*, v. 21, n. 3, p. 282-298, fev. 2012.

Essa tecnologia pode ser dividida em duas categorias: por solventes físicos e por solventes químicos. O método por solventes físicos é mais indicado para remoção dos gases ácidos quando a fração desses no gás natural é alta, causando um alto custo de removê-los através de solventes químicos que demandam uma grande quantidade de calor na etapa de regeneração⁶⁶⁹.

O solvente físico dissolve fisicamente, sem reação química, os gases ácidos, que são posteriormente esgotados com pouca aplicação de calor ou por redução da pressão⁶⁶². Há diversos solventes orgânicos, utilizados como solventes físicos, que podem ser empregados como agente absorvedor, porém o número é limitado por certos critérios que devem ser obedecidos para torná-los aceitáveis para a aplicação econômica como por exemplo, baixa viscosidade, ser pouco ou moderadamente higroscópicos e com baixa tendência à formação de espuma.

Nos processos com solvente químico, a remoção dos gases ácidos ocorre principalmente com o uso de soluções alcalinas, como aminas e carbonatos.²⁰ O caráter alcalino desses químicos, permite que o solvente reaja com os gases ácidos. Além disso, a função álcool também presente no solvente concede solubilidade em água, característica bastante favorável, tanto em termos econômicos, quanto por questões de eficiência de absorção, uma vez que reações ácido-base são mais bem conduzidas em meio aquoso.

A monoetanolamina (MEA) é, atualmente, o método mais utilizado para recuperação de CO₂ e tem sido amplamente utilizada na indústria de gás natural por mais 60 anos. Yamasaki²¹ comenta que a taxa de recuperação de CO₂ através de MEA chega até 98%. Além do MEA, outras aminas comuns para captura do gás carbônico são dietanolamina (DEA) e metil-dietanolamina (MDEA).

²⁰ PETERS, L.; HUSSAIN, A.; FOLLMANN, M.; MELIN, T.; HAGG, M-B. CO₂ removal from natural gas by employing amine absorption and membrane technology - a technical and economical analysis. *Chemical Engineering Journal*, v. 117, n. 2-3, p. 952-960, ago. 2011

²¹ YAMASAKI, A. An overview of CO₂ mitigation options for global warming-emphasizing CO₂ sequestration options. *Journal of Chemical Engineering of Japan*, v. 36, n. 4, p. 361-375, jan. 2003

Apesar do uso de aminas já promover altas taxas de recuperação, o processo ainda continua sendo aprimorado devido aos altos custos. Rios²² afirma que esse método pode consumir 70% dos custos totais com a operação de captura de CO₂.

Lopez menciona que o emprego de destilação criogênica vem sendo empregada em correntes com alto teor de CO₂. O autor ainda comenta que o maior custo-benefício desse processo ocorre se a corrente estiver em altas pressões, porém como desvantagem o método apresenta a necessidade de grande quantidade de energia para realizar a separação. Outra desvantagem ainda apresentada pelo autor é a dificuldade em modelar a mudança de fase de misturas binárias.

O processo de separação criogênica baseia-se na compressão do ar seguido de resfriamento sucessivo a temperaturas baixas, ocorrendo então a liquefação parcial dos componentes. Com cada componente possui diferentes temperaturas de liquefação, os componentes são separados numa coluna de múltiplos estágios. Convencionalmente, usa-se na unidade de separação duas colunas de destilação criogênica, sendo uma de alta pressão e a outra de baixa.²³

De acordo com Santos, o processo criogênico é capaz de produzir gás natural com a especificação de venda sem necessidade de outros processos adicionais. Para a separação do gás natural, é empregado um ciclo de refrigeração a propano para liquefação das frações mais pesadas. O autor ainda comenta que devido as temperaturas atingidas no processo, torna-se necessária uma etapa previa de desidratação para evitar a formação de gelo. Além disso, também é adicionado monoetilenoglicol (MEG) para evitar a formação de hidratos.

Os métodos de absorção física e química são os métodos mais utilizados para captura de CO₂, num menor cenário as tecnologias de membrana e adsorção também são empregadas. Esses processos removem o CO₂ em pressão próxima a pressão ambiente requerendo assim altos níveis de

²² RIOS, R. B. Estudo de adsorção de gás natural: armazenamento, transporte e purificação. 2011. 144f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

²³ MATAGRANO, H. B. C.; JESUS, P. S.; GOMES, T. M. S. Simulação e análise econômica de unidade de separação criogênica do ar em seus componentes principais: estudo de caso. 2016. 58f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal Fluminense, 2016.

compressão para que o ocorra o sequestro do CO₂. A remoção por criogenia captura o CO₂ no formato líquido facilitando assim a estocagem do gás ou o envio para os processos de recuperação avançada, técnica comumente utilizada na indústria de óleo e gás.²⁴

Vale ressaltar que atualmente há diversas tecnologias comercialmente disponíveis para tratamento do gás natural. Algumas dessas são específicas para um determinado tipo de tratamento, mas existem casos em que diferentes tecnologias podem ser empregadas e a adoção de técnicas combinadas pode ser a mais recomendada. Sendo assim, selecionar qual processo é o mais recomendado requer diversas análises, sendo as principais: esquema global de processamento; origem e características do gás a ser tratado tais como: vazão, pressão, composição, tipos e concentração de contaminantes; especificação do gás tratado; custos operacionais etc⁶⁶⁹.

3 PARÂMETROS DE QUALIDADE PARA AS CARGAS DE GÁS NATURAL A SEREM MOVIMENTADAS EM TERRITÓRIO BRASILEIRO

Discutido os diferentes métodos de tratamento do gás natural anterior ao processo de transporte, se é importante apontar os parâmetros de referência assim como de quem é a responsabilidade de fiscalizá-los.

Em território brasileiro, cabe a ANP estabelecer os parâmetros de qualidade para utilização de hidrocarbonetos, como o gás natural, tal qual biocombustíveis. No que trata do gás natural, o documento de referência para qualidade se trata da Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008. Tal resolução foi uma resposta rápida para o avanço da utilização do Gás Natural Liquefeito (GNL), na tentativa de padronizar os parâmetros do gás a ser movimentado em território nacional (importado ou produzido nacionalmente).

Conforme consta na RANP nº 16/2008, os ensaios devem seguir as normas emitidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), *American Society for Testing and Materials* (ASTM) e pela *International Orga-*

²⁴ HART, A.; GNANENDRAN, N. Cryogenic CO₂ capture in natural gas. *Energy Procedia*, v. 1, p. 697-706, 2009.

nization for Standardization (ISO). A tabela 3 abaixo apresenta quais regras os agentes carregadores deverão tomar como referência para elaboração de seu boletim de conformidade.²⁵ Já na Tabela 4 é apresentado quais os parâmetros limítrofes de qualidade do gás natural a depender da região na qual ele será distribuído, assim como o método utilizado para a medição de tal parâmetro.

Tabela 3 Tabela de normas a serem seguidas para especificação do Gás Natural (deverão ser determinadas de acordo com a publicação mais recente dos seguintes métodos de ensaio)

MÉTODO	TÍTULO
ABNT, NBR/ISO 1000	Unidades SI e recomendações para o uso dos seus múltiplos e de algumas outras unidades
ABNT, NBR 14903	Gás natural - Determinação da composição por cromatografia gasosa
ASTM D 1945	STM for analysis of natural gas by gas chromatography
ASTM D 3588	Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density (specific gravity) of gaseous fuels
ISO 6326-1	Natural gas - Determination of sulfur compounds, Part 1: General introduction
ISO 6326-3	Natural gas - Determination of sulfur compounds, Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry
ISO 6326-5	Natural gas - Determination of sulfur compounds, Part 5: Lingener combustion method
ISO 6327	Gas analysis - Determination of water dew point of natural gas - Cooled surface condensation hygrometers
ISO 6570	Natural gas - Determination of Potential Hydrocarbon Liquid Content
ISO 6974-1	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 1: Guidelines for tailored analysis
ISO 6974-3	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide, and hydrocarbons up to C8 using two packed columns

²⁵ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, ANP. RESOLUÇÃO Nº 828, de 1º de setembro de 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-828-de-1-de-setembro-de-2020-275409699>. Acesso em: 3 de junho de 2021.

ISO 6974-5	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using three columns
ISO 6974-6	Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns
ISO 6975	Natural gas - Extended analysis - Gas chromatographic method
ISO 6976	Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition
ISO 6978-1	Natural gas - Determination of mercury, Part 1: Sampling of mercury by chemisorption on iodine
ISO 6978-2	Natural gas - Determination of mercury, Part 2: Sampling of mercury by amalgamation on gold/platinum alloy
ISO 10101-1	Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method - Part 1: Introduction
ISO 10101-2	Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method - Part 2: Titration procedure
ISO 10101-3	Natural gas - Determination of water by the Karl Fischer method - Part 3: Coulometric procedure
ISO 10715	Natural gas - Sampling Guidelines
ISO 11541	Natural gas - Determination of water content at high pressure
ISO 13686	Natural gas - Quality Designation
ISO 15403	Natural gas - Designation of the quality of natural gas for use as a compressed fuel for vehicles. Part 1 to 2.
ISO 18453	Natural gas - Correlation between water content and water dew point
ISO 19739	Natural gas - Determination of sulfur compounds using gas chromatography
ISO 23874	Natural gas - Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dewpoint calculation

Fonte: ANP, 2008 ²⁶

²⁶ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, ANP. Resolução ANP Nº 16, de 17 de junho de 2008. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-16-2008?origin=instituicao&q=16/2008>. Acesso em: 3 de junho de 2021.

Tabela 4 Especificações dos limites de diferentes características para gás natural a depender da região do território brasileiro

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE			Centro-Oeste, Sudeste e Sul	NBR	MÉTODO				
		Norte	Nordeste	ASTM D			ISO				
Poder calorífico superior	kJ/m ³ kWh/m ³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	15213	3588	6976					
		9,47 a 10,67	9,72 a 11,94								
Índice de Wobbe	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500	15213	-	6976					
Número de metano, mín.		anotar	65			15403					
Metano, mín.	% mol.	68,0	85,0	14903	1945	6974					
Etano, máx.	% mol.	12,0	12,0	14903	1945	6974					
Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0	14903	1945	6974					
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0	14903	1945	6974					
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5	14903	1945	6974					
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol.	18,0	8,0	14903	1945	6974					
CO ₂ , máx.	% mol.		3,0	14903	1945	6974					
Enxofre Total, máx.	mg/m ³		70	-	5504	6326-3					
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	13	10	5504	6326-5	6327	19739			
									6228		
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	- 39	- 39	- 45	5454	10101-2	10101-3	11541			
									15	0	6570
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.	°C	15	15	0	-	-	-	-			
Mercurício, máx.	µg/m ³	anotar									

Fonte: ANP, 2008

Tabela 5 Visão geral de parâmetros monitorados por múltiplos países europeus assim como no Brasil

Parâmetros	Brasil	Bélgica	República Tcheca	Estônia	Espanha	França	Grã-Bretanha	Croácia	Hungria	Irlanda	Itália	Lituânia	Letônia	Países Baixos	Polônia	Portugal	Eslovênia
Índice de Wobbe	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Poder Calorífico	X	X	X		X	X		X	X		X	X	X		X	X	X
Gás Sulfídrico (H ₂ S)	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	
Ponto de Orvalho da Água/Hidrocarbonetos	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X
Enxofre Total	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	
Dióxido de Carbono (CO ₂)	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Densidade Relativa			X	X	X	X		X	X	X	X	X	X		X	X	X
Mercaptanos		X	X	X	X	X		X	X		X	X	X		X	X	
Metano	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Oxigênio	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	
Etano	X		X	X		X		X	X	X	X	X	X		X		X
Propano	X		X	X		X		X	X	X	X	X	X		X		X
Nitrogênio	X		X	X		X		X	X	X	X	X	X		X		X
Soma de Butanos	X		X	X		X			X	X	X	X	X		X		X
Soma de Pentanos			X	X		X			X	X	X	X	X		X		X
Temperatura de Entrega		X		X		X			X			X	X	X	X		X
Material Particulado					X	X			X			X	X	X			
Contaminantes e Odorizante						X	X		X	X			X				
Hidrogenio (H ₂)					X	X	X			X		X		X			
Água (H ₂ O)						X			X			X					
Monóxido de Carbono (CO)						X								X			

Tabela 5 Visão geral de parâmetros monitorados por múltiplos países europeus assim como no Brasil (Cont.)

Parâmetros	Brasil	Bélgica	República Tcheca	Estônia	Espanha	França	Grã-Bretanha	Croácia	Hungria	Irlanda	Itália	Lituânia	Letônia	Países Baixos	Polônia	Portugal	Eslovênia
Fator de Combustão Incompleto							X			X							X
Índice de Soot							X			X							X
THT									X								
Haletos Orgânicos																	
Radioatividade																	
Total de Parâmetros Monitorados por País	12	9	15	14	11	21	9	13	20	16	15	19	17	8	15	10	14

Fonte: Elaboração Própria com dados do Council of European Energy Regulators e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.²⁷

A fim de realizar uma avaliação preliminar do quão efetivo podem ser os critérios adotados pela ANP, se buscou na literatura outros países consumidores de gás que tivessem seus parâmetros físico-químicos monitorados. A Tabela 5 apresenta uma listagem de parâmetros monitorados por múltiplos países europeus no que trata da qualidade de gás. Considerando a prática internacional, os parâmetros mensurados por transportadores brasileiros é comparável ao praticado na Europa, sob uma perspectiva unicamente quantitativa (total de parâmetros monitorados por país).

Em contrapartida, a Tabela 6 já aborda parâmetros apresentados na tabela anterior, apresentando valores máximos e mínimos destes países em comparação com o Brasil para o índice de Wobbe, poder calorífico, gás sulfídrico em mg/m^3 (H_2S) e enxofre total em mg/m^3 (com odorizante). Se optou por não incluir os pontos de orvalho dos hidrocarbonetos e da

²⁷ COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS, CEER. Gas – Technical Operational Quality. 6th CEER Benchmarking Report On The Quality Of Electricity And Gas Supply – 2016

água dado que as condições de medições poderiam ser diferentes. Ademais, caso necessário algum parâmetro em específico da Tabela 5, o site da empresa reguladora de cada país poderá ser futuramente consultado.

Uma informação interessante é quanto aos teores máximos de enxofre permitidos são consideravelmente mais altos que os de grande parte dos países europeus analisados (com exceção da França, Hungria e Itália), o faz com que as chances de que ocorram problemas operacionais associados a corrosão sejam maiores, em especial no setor de transporte e distribuição, mas podendo se estender ao consumidor final.

Tabela 6 Valores comparativos entre alguns parâmetros referentes ao gás natural movimentado no Brasil e em países europeus

Países	Referência	Índice de Wobbe (kWh/m ³)	Poder Calorífico (kWh/m ³)	Gás Sulfídrico (H ₂ S) (mg/m ³)	Enxofre Total (mg/m ³)
Brasil (N)	Min	11,25	9,47	/	/
	Max	12,5	10,67	10	70
Brasil (NE)	Min	12,91	9,72	/	/
	Max	14,86	11,94	13	70
Brasil (CO, SE, S)	Min	12,91	9,72	/	/
	Max	14,86	11,94	10	70
Bélgica	Min	12,2	9,53	/	/
	Max	13,02	10,74	5	30
República Tcheca	Min	12,7	9,4	/	/
	Max	14,5	11,8	6	30
Estônia	Min	12,7	/	/	/
	Max	14,7	/	/	30
Espanha	Min	13,368	10,23	/	/
	Max	16,016	13,23	15	50
França	Min	13,4	10,7	/	/
	Max	15,7	12,8	5	150
Grã-Bretanha	Min	/	/	/	/
	Max	/	/	5	50
Croácia	Min	12,75	10,28	/	/
	Max	15,81	12,75	6	30

Tabela 6 Valores comparativos entre alguns parâmetros referentes ao gás natural movimentado no Brasil e em países europeus (Cont.)

Países	Referência	Índice de Wobbe (kWh/m ³)	Poder Calorífico (kWh/m ³)	Gás Sulfídrico (H ₂ S) (mg/m ³)	Enxofre Total (mg/m ³)
Hungria	Min	12,68	8,6	/	/
	Max	15,21	12,58	20	100
Irlanda	Min	13,1	/	/	/
	Max	14,28	/	/	50
Itália	Min	13,14	9,71	/	/
	Max	14,54	12,58	6,6	150
Lituânia	Min	14,02	10,4	/	/
	Max	15,51	12,21	7	30
Letônia	Min	13,06	9,69	/	/
	Max	14,44	/	7	/
Países Baixos	Min	13,86	/	/	/
	Max	15,47	/	/	/
Polônia	Min	12,5	10,56	/	/
	Max	15,806	/	7	40
Portugal	Min	13,38	/	/	/
	Max	16,02	/	5	50
Eslovênia	Min	13,79	10,7	/	/
	Max	15,7	12,8	/	/

Fonte: Elaboração Própria com dados do Council of European Energy Regulators e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

4 IMPACTOS PARA O CONSUMIDOR FINAL EM CASOS DE NÃO CONFORMIDADE

O gás natural usado no Brasil obedece à Resolução ANP nº 16/2008 e deve seguir as disposições contidas nesse normativo, que estabelece a especificação do gás, nacional ou importado, a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos (GNV) e de geração de energia.

Produtores de gás natural associado ao petróleo do pré-sal e, em data mais recente, o IBP apresentaram solicitação formal de revisão da Resolução

ANP nº 16/2008 frente à característica intrínseca desse gás relativa ao teor de etano que se apresenta bastante superior ao ora especificado (12%, máx.). Na fundamentação da solicitação, foi elencado como principal problema a possibilidade de implicações à própria produção de petróleo do pré-sal caso não se proceda à revisão da resolução em referência de forma a adequá-la à citada característica do gás possibilitando o seu escoamento e comercialização. Sendo assim, o objetivo pretendido com a revisão da norma é editar regulamentação que expresse a melhor destinação do gás em consonância com interesses da sociedade e, por extensão, do país, à luz de programas governamentais voltados para esse combustível. Essa resolução consta na Agenda Regulatória da ANP 2020-2021²⁸ para que haja sua revisão.

Por outro lado, representantes de associações da indústria, como a Associação dos Grandes Consumidores de Energia (Abrace), a Associação Brasileira das Indústrias de Vidro (Abividro), a Associação Brasileira das Indústrias Químicas (Abiquim) e a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), entre outros órgãos de classe, entendem que é importante que tais limitações sejam mantidas.

De acordo com a Associação Brasileira das Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), a variação de hidrocarbonetos no gás natural pode, por exemplo, piorar a eficiência de turbinas a gás, gerar maior fuligem em fogões, mudar a velocidade da chama e o tempo de cocção, aumentar as emissões de poluentes, entre vários outros problemas. Além disso, todas as certificações atuais de equipamentos a gás natural são baseadas em testes com os atuais parâmetros. Isso demandaria novos critérios e regulações.

Outro ponto negativo da mudança seria o risco de se queimar o etano, matéria-prima importante do setor petroquímico, empregado na produção do eteno, insumo básico da segunda geração petroquímica. Isso porque sem a sua separação nas UPGNs, ele seria queimado na combustão do gás natural em suas variadas aplicações²⁹ (ABEGÁS, 2018).

²⁸ Agenda Regulatória da ANP: Biênio 2020-2021. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/aceso-informacao/agenda-regulatoria/ar-20-21.pdf>

²⁹ ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, ABEGAS. Dados estatísticos do consumo de gás brasileiro de 2020. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/tag/estatisticas-2020>. Acesso em 30 de maio de 2021.

Além disso, como o GN do pré-sal tem um percentual de etano superior ao que estabelece a norma atual, sua separação exigiria a instalação de UPGNs de turboexpansão. A título de referência, há hoje mais de dez UPGNs e, apesar de algumas contarem com a tecnologia necessária para a separação de etano, apenas a UPGN de Cabiúnas faz essa separação (BNDES, 2020).

Para colaborar com o trabalho da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Grupo de Trabalho (GT) “Integração do Setor de Gás Natural com a Indústria”, instituído no âmbito do Comitê de Monitoramento de Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), elaborou um relatório avaliando questões econômicas afetas à regulação da especificação do gás natural. O grupo foi coordenado pela Secretaria de Advocacia da Concorrência e Competitividade (Seae), em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento da Indústria, Comércio, Serviços e Inovação (Sdic) – ambas da Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade do Ministério da Economia (Sepec/ME).

Tabela 7 Consumo médio (MMBTU) por setor anos 2016-2019 e consumo no mês jan/2020

Setor de consumo	2016	2017	2018	2019	jan/2020
Outros (inclui GNC)	0,58	0,53	0,5	0,83	0,42
Comercial	0,83	0,78	0,84	0,91	0,86
Residencial	1,11	1,18	1,26	1,27	1
Cogeração	2,37	2,65	2,84	2,65	2,3
Automotivo	4,96	5,4	6,06	6,26	5,87
Geração elétrica	29,59	34,25	27,69	29,03	40,46
Indústrias	40,82	40,77	39,75	36,97	36,34
Demanda total	80,26	85,56	78,85	77,98	87,25

Fonte: CMGN (2020).³⁰

O documento traz um capítulo que trata de eventuais impactos da proposta de alteração da RANP nº 16/2008 nos equipamentos dos consumido-

³⁰ CMGN (2020) – Comitê de Monitoramento do Novo Mercado de Gás. Relatório técnico para os debates acerca da possibilidade de alteração da especificação do gás natural (RANP nº 16/2008) constante na agenda regulatória 2020-2021 da ANP. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/documents/36112/491926/Relat%C3%B3rio+sobre+especifica%C3%A7%C3%A3o+do+g%C3%A1s+natural_06_08_2020_vf.pdf/7840def7-7473-66f9-0639-f4fab7be3462. Acesso em: junho de 2021.

res de gás natural e eventuais consequências sobre custos de manutenção e reposição desses equipamentos, desde o uso industrial ao residencial.

Como se sabe, o gás natural tem sua utilização disseminada em diversos setores da economia, indo desde o uso doméstico em aquecedores e fogões, até a utilização em várias atividades industriais. A Tabela 7 destaca ainda a participação expressiva do setor industrial e da geração de energia elétrica no perfil da demanda por gás natural.

Dos trabalhos técnicos apresentados no relatório do CMGN⁶⁸⁴, há registros de impactos nos equipamentos de setores de atividades produtivas variadas que podem ser ocasionados por variações bruscas na qualidade do gás. A Tabela 8 expõe um resumo desses apontamentos que podem ocasionar aumento nos custos de manutenção ou no investimento em novos equipamentos.

Tabela 8 Posicionamento das associações sobre o impacto nos equipamentos

Associação	Apontamento
Abividro	Ao que se sabe, as variações de hidrocarbonetos afetam a eficiência operacional de turbinas a gás natural, gera fuligem, muda a velocidade de chama e o tempo de aquecimento dos equipamentos. Todos os equipamentos a gás que temos seguem os parâmetros atuais da Resolução ANP 16/2008, ficando extremamente difícil mensurar a extensão dos impactos na linha de produção. No caso da indústria vidreira que utiliza esse insumo principalmente para o aquecimento de seus fornos, isso pode redundar em maior consumo e maior dispêndio com gás natural, afetando nossa competitividade e nossos custos, e em decorrência, prejudicando as cadeias produtivas que atendemos – construção civil, automobilística, alimentos e bebidas. ... Outro ponto importante é que, não havendo um range seguro e estável, evitando mudanças bruscas na composição, há riscos de impactos na produção e segurança do sistema. ... É indispensável se saber a análise química do gás a se consumir, pois é possível calcular o Va (quantidade de ar necessário para uma queima estequiométrica) e Vf (quantidade de fumos gerado na combustão) a partir da análise. São necessárias as instalações de cromatógrafos e softwares para controlar vazão x energia, devido à incerteza e as possíveis grandes variações na composição do gás. Caso haja muita variação nessas composições, ou seja, PCS/PCI, deve-se instalar na linha um calorímetro (leitura de PCI) para controle da combustão e em alguns casos uma leitura de O2 online, tipo sonda de zircônio, nas câmaras de regeneração dos fornos, para controle do excesso de ar de combustão.
Abiquim	Necessidade de uso de equipamentos adicionais para controle de emissões atmosféricas em regiões ambientalmente saturadas; perda de rendimento, possíveis danos e redução da vida útil dos equipamentos industriais ou necessidade da sua modificação (principalmente instrumentação) para atender mudanças de composição do gás (mudanças bruscas e rápidas não são bem toleradas por turbinas ou queimadores);
Abegás	Perda de eficiência, ou mesmo danos, nos equipamentos domésticos (aquecedores e fogões) que não podem ser regulados para atender as modificações maiores das especificações; problemas de segurança ao usuário, tais como danos ao sistema de exaustão, aumento da emissão dos gases de combustão, entre outros devido as flutuações da qualidade do gás (situação de risco a vida e saúde pública); e possível impacto na segurança dos gasodutos e no uso doméstico do gás canalizado e distribuído (algumas simulações mostraram menor dispersão do gás mais rico em etano em caso de vazamentos fugitivos).

Fonte: CMGN (2020)

Considerando a preocupação com a segurança do consumidor doméstico, a Abegás e Abiquim também fizeram ponderações sobre os impactos da variação da composição do gás natural. A Tabela 9 mostra as considerações dessas associações com respeito ao uso doméstico do gás.

Tabela 9 Apontamentos das associações relativos ao uso doméstico

Associação	Apontamento
Abegás	<p>A variação da composição do gás, pode causar problemas de segurança ao usuário, tais como: danos ao sistema de exaustão, aumento da emissão dos fumos da combustão, além de impactos na vida útil do equipamento, como desgaste precoce dos componentes, defeitos causados devido a um aumento da emissão de vapores de água, entre outros.</p> <p>A entidade também chamou atenção para a estrutura de combustão dos equipamentos residenciais, que tem estrutura desenvolvida para as condições estabelecidas em normas e regulamentações internacionais, com composições das famílias de gases previamente definidos, e qualquer alteração construtiva que possa se fazer necessário, serão necessárias pesquisas e desenvolvimento de normas e regulamentos que garantam ao usuário segurança na utilização dos equipamentos.</p>
Abiquim	<p>O gás natural vem sendo amplamente utilizado pelo mercado residencial em aquecedores de acumulação (com queimadores atmosféricos e tiragem natural) e em aquecedores de passagem (com queimadores atmosféricos, com modelos de tiragem natural, exaustão e ventilação forçada). Os principais pontos de atenção em relação a eventual flexibilização para a referida aplicação dizem respeito aos problemas de segurança ao usuário, tais como danos ao sistema de exaustão, aumento da emissão dos fumos da combustão, dentre outros, devido às flutuações da qualidade do gás (situação de risco à vida e à saúde pública). Também pode haver impacto à vida útil do equipamento, como desgaste precoce, defeitos causados devido a um aumento da emissão de vapores de água, perda de eficiência, entre outros, além da possibilidade de perda de certificações do INMETRO. Já no caso dos fogões, uma mudança da composição pode gerar fenômenos como formação de fuligem (panela preta) e emissão de CO (monóxido de carbono), risco de apagamento por mudança de velocidade de chama (quenching) e mudança substancial no tempo de cocção.</p>

Fonte: Elaboração própria com base em informações do CMGN (2020) e Arsesp (2018)³¹

Já com respeito aos impactos ambientais causados pela alteração da especificação do gás natural, as associações de consumidores Abegás, Abiquim e Abividro têm a questão ambiental e suas consequências nos custos

³¹ ARSESP (2018) - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. RELATÓRIO CIRCUNSTANCIADO. Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 05/2018 - Monitoração das CFQ do gás natural. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/RC-G-0001-2018.pdf> Acesso em: junho de 2021.

e produção da indústria como pontos comuns de preocupação, conforme mostra a Tabela 10.

Tabela 10 Apontamentos das associações relativos ao impacto ambiental

Associação	Apontamento
Abegás	O maior percentual de um componente mais pesado na composição do gás natural resultará no aumento de emissões. Este fato vai de encontro ao compromisso de redução de emissões assinado pelo Governo Federal e não há nenhum plano de compensação ambiental para mitigar o aumento de emissões.
Abiquim e Delloite	Aumento das emissões de poluentes regulados (NOx e CO) e de gases de efeito estufa, com implicações no licenciamento ambiental das atuais e de futuras unidades industriais.
Abividro	Mas chamamos atenção para o aspecto que julgamos ser o mais negativo e impactante para nossa indústria, que é a questão do meio ambiente, já que quanto mais pesados os hidrocarbonetos no gás natural, maiores as emissões de CO ₂ . Portanto essas alterações nas especificações vão contra aos esforços que vem sendo feitos para a minimização das emissões de CO ₂ O aspecto mais negativo é para as emissões, como já mencionado acima. Devido a maior presença de gases com maior relação carbono e hidrogênio, a tendência é ocorrer o aumento de emissões de gases de efeito estufa (CO ₂ e NOx).

Fonte: CMGN (2020)

Diante do exposto, pode-se notar que o gás natural deve apresentar concentrações limitadas de componentes potencialmente corrosivos de modo que a segurança e a integridade dos equipamentos sejam preservadas.

Estudar o efeito das alterações na especificação do gás natural nos equipamentos de uso domiciliar é de suma importância, uma vez que o consumidor doméstico é, teoricamente, o elo mais frágil em termos de assimetria de informação na cadeia do gás natural, por não apresentar expertise técnica sobre a necessidade de ajustes operacionais nos equipamentos. Assim, garantir a segurança dos consumidores domésticos deve ser uma preocupação do normativo regulatório.

Além disso, a mudança na especificação do gás natural pode demandar investimentos em adaptação ou substituição dos equipamentos existentes, aquisição de novos, o que afetaria o bem-estar do consumidor de gás natural. Ademais, em alguns casos, como nos setores cerâmico e de vidros, poderá ser necessário reduzir a produção para se adequar aos níveis de poluição exigidos pelos órgãos ambientais⁶⁸⁴.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista o conteúdo neste relatório apresentado, é importante frisar alguns pontos:

- A diferença entre os termos “gás natural convencional” e “gás natural não convencional” não está em sua composição química, mas sim o reservatório em que se encontram e por consequência a tecnologia que será utilizada para a sua produção.
- O processamento primário de gás natural se faz necessário para as exigências mínimas de qualidade para o transporte até as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).
- Quanto aos mecanismos de tratamentos podemos ter absorção química, absorção física, absorção físico-química, adsorção física e a permeação, cada um com suas tecnologias.
- A seleção de cada um desses mecanismos de tratamento depende das características globais do processo, grau de remoção desejado, especificação do gás tratado, seletividade do processo ao gás ácido a ser removido, razão $\text{CO}^2/\text{H}^2\text{S}$, disponibilidade de energia, custos operacionais, dentre outras razões. Baseados nestes pontos, uma tecnologia poderá ser mais viável que outra, onde cada uma deve ser selecionada caso-a-caso.
- A ANP, através da RANP nº 16/2008, dá prevalência a parâmetros de qualidade do gás natural que estão a par do restante do mundo. Quantitativamente os parâmetros que está um díspar do restante do gás Europeu é quanto ao teor de enxofre total.
- Múltiplas associações representantes de indústrias manifestaram preocupação quanto a revisão da RANP nº 16/2008 para que os parâmetros máximos atendidos pelos agentes transportadores sejam mais flexíveis dado a natureza do gás proveniente do Polígono do Pré-Sal. Essas associações apontem múltiplos problemas operacionais tanto para os consumidores residenciais quanto para indústrias.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS (2018). *Mudança nas especificações do gás natural preocupa indústrias e distribuidoras*. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/70000>. Acesso em: junho de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP. *Gás natural não-convencional*. ANP, abril 2010. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 29 abril 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP. *Processamento de gás natural*. ANP, jul. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural>. Acesso em: 29 abril 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP. *Resolução ANP Nº 16, de 17 de junho de 2008*. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-16-2008?origin=instituicao&q=16/2008>. Acesso em: 3 de junho de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, ANP. *RESOLUÇÃO Nº 828, de 1º de setembro de 2020*. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-828-de-1-de-setembro-de-2020-275409699>. Acesso em: 3 de junho de 2021.

ALMEIDA, E. F.; FERRARO, M. C. *Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos*. Rio de Janeiro. Synergia: FAPERJ, 2013. 252 p.

ALVES, G. S. *Unidade de separação de gases por adsorção: simulação e caracterização do adsorvente*. 2009. 74f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

ARSESP (2018) - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. *RELATÓRIO CIRCUNSTANCIADO. Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 05/2018 - Monitoração das CFQ do gás natural*. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/RC-G-0001-2018.pdf> Acesso em: junho de 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, ABEGAS. *Dados estatísticos do consumo de gás brasileiro de 2020*. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/tag/estatisticas-2020>. Acesso em 30 de maio de 2021.

BAKER, R. W.; LOKHANDWALA, K. Natural gas processing with membranes: an overview. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 47, n. 7, p. 2109-2121, fev. 2008.

BARBOSA, L. C. *Captura de CO₂ e H₂S com soluções aquosas de alcanolaminas via destilação reativa*. 2010. 290f. Tese (Doutorado em Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

BNDES (2020) – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. *Gás para o desenvolvimento*. Rio de Janeiro. 273 p.: il. color. ISBN: 978-65-87493-00-8.

BRASIL. *Lei Federal Nº 11.109, de 4 de março de 2009*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal,

bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

BRASIL. *Lei Federal Nº 14.134, de 8 de abril de 2021*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

BRASIL. *Lei Federal Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 6 ago. 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm. Acesso em: 29 abril 2021.

CARRUTHERS, J. E.; WADDAMS, A. L.; RIVA, J. P.; ATWATER, G. I.; SOLOMON, L. H. *Natural gas*. Encyclopedia Britannica, dez. 2020. Disponível em: <https://www.britannica.com/science/natural-gas>. Acesso em: 29 abril 2021.

CMGN (2020) – Comitê de Monitoramento do Novo Mercado de Gás. *Relatório técnico para os debates acerca da possibilidade de alteração da especificação do gás natural (RANP nº 16/2008)* constante na agenda regulatória 2020-2021 da ANP. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/documents/36112/491926/Relat%C3%B3rio+sobre+especifica%C3%A7%C3%A3o+do+g%C3%A1s+natural_06_08_2020_vf.pdf/7840def7-7473-66f9-0639-f4fab7be3462. Acesso em: junho de 2021.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS, CEER. *Gas – Technical Operational Quality*. 6th CEER Benchmarking Report On The Quality Of Electricity And Gas Supply – 2016

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. *Apresentação do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG para o ano de 2020*. Rio de Janeiro, 30 de novembro de 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-531/PIG_2020_Final_30nov20.pdf. Acesso em 30 de maio de 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré sal*. EPE, mar. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-472/Oficial%20-%20Estudo%20aproveitamento%20do%20GN%20do%20Pre%CC%81-Sal_vf.pdf. Acesso em: 24 abril 2021.

FREITAS, L. F. L.; SANTOS, R. J. O.; SANTOS, M. R. O. Processos de tratamento do gás natural. In: II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016, Natal. *Anais...* Naya: CONEPETRO, 2016.

FREITAS, L. F. L.; SANTOS, R. J. O.; SANTOS, M. R. O.; SERPA, F. S.; MACÊDO Jr., R. O. Gás natural: cenário da produção e processos de tratamento. In: OLIVEIRA, R. J. (org.). *Recursos naturais: energia de biomassa florestal*. 1. ed. Guarujá, SP: Científica Digital, 2021. p. 128-145. Disponível em: <https://downloads.editoracientifica.org/books/978-65-87196-84-8.pdf>. Acesso em: 29 abril 2021.

GHALANDARI, V.; HASHEMIPOUR, H.; BAGHERI, H. Experimental and modeling investigation of adsorption equilibrium of CH₄, CO₂, and N₂ on activated carbon and prediction of multi-component adsorption equilibrium. *Fluid Phase Equilibria*, v. 508, p. 1124-33, mar. 2020.

HART, A.; GNANENDRAN, N. Cryogenic CO₂ capture in natural gas. *Energy Procedia*, v. 1, p. 697-706, 2009.

LOPEZ, D. R. S. *Separação de CO₂ em gases de combustão – aplicação de membranas e criogenia*. 2010. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

MACHADO, P. B. *Análise comparativa de tecnologia de separação supersônica para condicionamento do gás natural*. 2012. 152f. Dissertação (Mestrado em Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MATAGRANO, H. B. C.; JESUS, P. S.; GOMES, T. M. S. *Simulação e análise econômica de unidade de separação criogênica do ar em seus componentes principais: estudo de caso*. 2016. 58f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal Fluminense, 2016.

MONTEIRO, J. V. F.; SILVA, J. R. N. M. *Gás natural aplicado à indústria e ao grande comércio*. São Paulo. Blucher, 2010. 184 p.

PETERS, L.; HUSSAIN, A.; FOLLMANN, M.; MELIN, T.; HAGG, M-B. CO₂ removal from natural gas by employing amine absorption and membrane technology - a technical and economical analysis. *Chemical Engineering Journal*, v. 117, n. 2-3, p. 952-960, ago. 2011

RIOS, R. B. *Estudo de adsorção de gás natural: armazenamento, transporte e purificação*. 2011. 144f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

SANTOS, D. S. *Análise comparativa de tecnologias de separação de CO₂ no processamento de gás natural*. 2014. 116f. Dissertação (Mestrado em Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

TALAVERA, R. M. R. *Caracterização de sistemas, simulação e otimização de etapas da planta de processamento de gás natural*. 2002. 171f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

VELHOS, J. V. *Análise do impacto da variação da composição do gás natural no processo single mixed refrigerant*. 2018. 75f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

YAMASAKI, A. An overview of CO₂ mitigation options for global warming-emphasizing CO₂ sequestration options. *Journal of Chemical Engineering of Japan*, v. 36, n. 4, p. 361-375, jan. 2003.

YEO, Z. Y.; CHEW, T. L.; ZHU, P. W.; MOHAMED, A. R.; CHAI, S. Conventional processes and membrane technology for carbon dioxide removal from natural gas: a review. *Journal of Natural Gas Chemistry*, v. 21, n. 3, p. 282-298, fev. 2012.

Agradecemos o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP (através do Projeto Gasbras número 01.14.0215.00) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq – (Chamada Pública Encomenda Convênio FINEP n. 01.14.0215.00 SEI – 01300.007195/2020-59).

Agradecemos igualmente o apoio do Research Centre for Greenhouse Gas Innovation - RCGI, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo FAPESP (Processo 2020/15230-5) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).