

# Regulação do Gás não convencional no Brasil

Coordenadores:

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

Autores:

Hirdan Katarina de Medeiros Costa  
Clarissa Emanuela Leão Lima  
Isabela Correia Marzullo  
Livia Medeiros Amorim Veloni  
Mariana Fernandes Miranda  
Nathália Weber Neiva Masulino  
Rodrigo Pereira Botão  
Tirzah Loriato Moraes Silva  
Gabriela Pantoja Passos  
Thiago L. Felipe Brito



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

Regulação do 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  
109 p. ; 16cm x 23cm.

Inclui bibliografia

ISBN: 978-65-86214-63-5

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](http://www.synergiaeditora.com.br) / [comercial@synergiaeditora.com.br](mailto:comercial@synergiaeditora.com.br)

## 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

*Hirdan Katarina de Medeiros Costa*

*Clarissa Emanuela Leão Lima*

*Isabela Correia Marzullo*

*Lívia Medeiros Amorim Veloni*

*Mariana Fernandes Miranda*

*Nathália Weber Neiva Masulino*

*Rodrigo Pereira Botão*

*Tirzah Loriato Moraes Silva*

*Gabriela Pantoja Passos*

*Thiago L. Felipe Brito*

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
2	ANÁLISE DA LEGISLAÇÃO EXISTENTE NO BRASIL .....	5
	2.1 O gás não convencional .....	5
	2.2 Opinião Pública .....	7
	2.3 Histórico Nacional .....	7
	2.4 Pesquisa qualitativa por meio de questionário e entrevista semiestruturada .....	21
3	ANÁLISE COMPARATIVA DA REGULAMENTAÇÃO DE E&P DE GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL E ESTADOS UNIDOS .....	25
	3.1 ritérios para análise da regulação baseada em riscos ambientais	26
	3.2 Regulamentação de gás não convencional em estados selecionados dos Estados Unidos .....	30
	3.2.1 Pensilvânia .....	31
	3.2.2 Texas .....	33
	3.2.3 Oklahoma .....	34
	3.3 Regulamentação de gás não convencional no Brasil .....	35
	3.4 Comparação entre a regulamentação brasileira e estados americanos selecionados .....	36
4	REGULAÇÃO ECONÔMICA E DE MERCADO .....	41
	4.1 A Regulação do Mercado de Gás não convencional nos Estados Unidos .....	43
	4.2 Aspectos Econômicos do Gás não convencional nos Estados Unidos .....	46
	4.3 O Crescimento do Gás não convencional e o Impulsão do GNL nos EUA .....	48
5	SISTEMAS FISCAIS .....	51
6	ASPECTOS DA REGULAÇÃO AMBIENTAL DA EXPLORAÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL .....	59

6.1 Princípio da Precaução e suspensão em parte da 12ª Rodada.....	59
6.2 A aplicação do Princípio da Precaução e possíveis cenários para o caso brasileiro .....	61
6.3 Adequação do princípio da precaução à avaliação ambiental estratégica e à realização de pesquisa científica para a avaliação de riscos e impactos por meio de projeto piloto .....	63
6.3.1 Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS.....	63
6.3.2 Avaliação Ambiental Estratégica – AAE.....	66
6.4 Licenciamento ambiental de exploração de recursos não convencionais.....	70
6.4.1 Competência Federal para o licenciamento ambiental de recursos não convencionais e possibilidade de delegação.....	71
6.4.2 Licenciamento Ambiental de E&P .....	72
6.4.3 Experiências internacionais .....	74
7 CONCLUSÃO.....	77
REFERÊNCIAS.....	81
ANEXO I – QUESTIONÁRIO APLICADO AOS ESPECIALISTAS DA REDE GASBRAS.....	89
ANEXO II – PROTOCOLO PARA BOAS PRÁTICAS REGULATÓRIAS EM GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL .....	93

# 1

## Introdução

A exploração e produção de gás não convencional<sup>1</sup> no Brasil é um assunto polêmico, tendo em vista que necessita da utilização da técnica de fraturamento hidráulico (*fracking*). Esta técnica tem possibilitado a exploração e produção (E&P) de reservatórios não convencionais, mas também trouxe consigo novos riscos e incertezas.

A aplicação do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais possui benefícios, como o maior alcance das reservas disponíveis e o usufruto econômico deste tipo de produção, mas também apresenta riscos conhecidos e desconhecidos. Entre os riscos conhecidos estão alguns que também podem ocorrer em reservatórios convencionais, e alguns ligados exclusivamente a essa técnica, como o grande volume de água utilizada, descarte de água de rejeito, contaminação de águas superficiais e subterrâneas, reativação de fraturas geológicas, comprometimento da integridade de poços, e indução sísmica. Além dos riscos conhecidos, a

---

<sup>1</sup> No presente documento, o termo “gás não convencional” corresponde ao chamado gás de folhelho, conhecido em inglês como shale gas, que se trata de gás natural aprisionado nos interstícios e fraturas naturais em formações geológicas de folhelhos.

técnica pode causar riscos que ainda não se possui conhecimento, considerando as especificidades geológicas de cada localidade.

Diante do cenário de riscos relacionados aos projetos não convencionais, por ser um movimento não endógeno, os governos passam a se preocupar com o desenvolvimento de arranjos jurídico e fiscal que proporcionem 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, este estudo analisará o problema sob a perspectiva do desenho de um sistema fiscal para o desenvolvimento de projetos de gás não convencional por empresas de iniciativa privada.

No Brasil, em 2013, tendo em vista a grande oportunidade nacional que seria a exploração de não convencionais, a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) realizou a 12ª Rodada de Licitações de Blocos, na qual, pela primeira vez, foram licitados blocos com potencial exploratório para a exploração e produção de recursos não convencionais. O certame ocorreu após a edição da Resolução nº 6/2013 do Conselho Nacional de Política Energética, que mencionava expressamente a disponibilização de recursos não convencionais dentre os blocos objeto da 12ª Rodada.

No ano seguinte, ao fim das licitações, foi publicada a Resolução nº 21/2014 da ANP como norma para regulamentar o exercício técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional no país. No entanto, o Ministério Público em diversos estados ingressou com ações judiciais que suspenderam os contratos da 12ª Rodada, assim como ocasionaram a proibição da ANP de licenciar/licitar empreendimentos em reservatórios não convencionais por cinco anos.

Durante esse hiato, o governo brasileiro desenvolveu projetos e programas que incentivavam a exploração em terra, de gás natural e de não convencionais. Estes programas podem influenciar na forma como ocorrerá a exploração de gás não convencional no país.

Mesmo com o desenvolvimento de projetos e programas pelo governo e a Resolução ANP nº 21/2014, ainda é preciso obter a licença social através de estudos claros e comunicação entre cientistas, governo e interessados, para que seja possível a formulação de uma regulação de peso, específica para a aplicação de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais no Brasil.

O objetivo deste relatório, portanto, é analisar a legislação existente e trazer reflexões para propostas normativas que viabilizem essa atividade no país. A metodologia é analítica e qualitativa, realizada por meio de revisão da legislação brasileira e, pelo método de direito comparado, que compreende pesquisa da legislação americana, especificamente em estados selecionados. Além dessa metodologia que visa examinar o status da legislação, utilizou-se a investigação pelo método de questionário e entrevista semi-estruturada para especialistas com vistas ao amadurecimento de propostas regulatórias.

Sendo assim, as seções seguintes trazem os resultados da pesquisa realizada por esses métodos.

# 2

## Análise da legislação existente no Brasil

A presente seção aborda a análise bibliográfica de artigos, teses, dissertações, livros e cadernos, para se apresentar um compilado dos pontos mais relevantes acerca da regulação nacional existente e necessária para que se inicie de maneira segura e benéfica economicamente a exploração e produção do gás não convencional.

### 2.1 O GÁS NÃO CONVENCIONAL

O gás não convencional provém da exploração e produção de reservas de hidrocarbonetos em folhelho (*shale*). Tais reservas de gás são consideradas recursos não convencionais devido a sua baixa permeabilidade, a qual exige a utilização de técnicas e recursos que tornam sua produção mais custosa e complexa dadas as condições técnicas e econômicas existentes (SILVA *et al.*, 2020).

Uma das técnicas necessárias para exploração e produção de gás não convencional é o fraturamento hidráulico (*fracking*) por meio de poços horizontais. Trata-se de uma técnica que consiste na perfuração de um poço vertical que, ao alcançar a rocha de interesse (o folhelho), se irradia paralelamente à formação gerando os poços horizontais. Após a perfuração dos poços horizontais, é injetado o fluido de fraturamento, composto

por água, produtos químicos e propante (areia ou cerâmica) sob alta pressão, para formar fraturas no folhelho que podem atingir até centenas de metros e que são mantidas abertas para liberar o gás contido na rocha. Em seguida, o poço é despressurizado fazendo com que os hidrocarbonetos fluam para a superfície, junto da água de rejeito (ou *flowback*). Ao final das atividades exploratórias e de produção, o poço é selado e abandonado (processo de descomissionamento) (RICCOMINI et al., 2020).

Isso equivale a dizer que 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 composto por químicos e areia para a extração do gás; sem a utilização destes produtos não há o aumento do fluxo do gás e a operação torna-se inexequível do ponto de vista comercial.

A utilização desta técnica em reservatórios não convencionais permitiu a exploração de recursos antes inacessíveis, aumentando consideravelmente as reservas tecnicamente exploráveis no Brasil e no mundo. Entretanto, por mais que seja utilizado no Brasil a mais de 50 anos na produção convencional, o fraturamento hidráulico nunca foi empregado no país para exploração em folhelho. Por ser uma técnica aplicada a menos de uma década no mercado internacional, ainda apresenta diversos riscos. Logo sua aplicação pode fornecer os benefícios de uma exploração e produção (E&P) de sucesso, mas também pode gerar impactos negativos ao meio ambiente durante a perfuração do poço, do processo de fraturamento hidráulico ou até após o abandono do poço (BLATTLER, 2017; RICCOMINI, MOURA e SANT'ANNA, 2021; SILVA et al., 2020).

Tendo em vista que o fraturamento hidráulico aplicado em reservatórios não convencionais pode trazer muitos impactos positivos, mas também riscos, a sociedade se dividiu em dois movimentos de opiniões opostas quanto ao assunto. Um deles é o *nofracking* que se preocupa com os impactos socioambientais negativos que podem ser gerados pela utilização do *fraturamento hidráulico*; graças a este movimento surgiram debates sobre essa prática aplicada neste contexto, e assim foi percebida a necessidade de regulação antes de sua aplicação. O outro movimento é o *pro-fracking* que exalta os impactos positivos da prática e defende que

todos os empreendimentos possuem algum risco, mas isso não é motivo suficiente para proibi-los, visto que podem ser minimizados uma vez que empresas, que aplicam essa técnica no exterior, vêm diminuindo seus riscos e, consequentemente, seus impactos ambientais ao longo dos anos (FERREIRA *et al.*, 2021).

## 2.2 OPINIÃO PÚBLICA

O movimento *no-fracking* baseia alguns de seus argumentos nas experiências estrangeiras, a partir da aplicação da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais ao redor do mundo, e em potenciais riscos que nem os anos de prática e a ciência conseguem determinar a magnitude do dano e a probabilidade de ocorrência. Os potenciais impactos negativos do fraturamento hidráulico são principalmente o grande volume de água utilizada, tratamento e descarte inadequado do *flowback* com substâncias nocivas à saúde humana, contaminação de águas superficiais e subterrâneas, indução de sismos, poluição do ar, emissões fugitivas de metano, reativação de falhas geológicas preexistentes e abalo da integridade de poços vizinhos. Em geral, o principal eixo da discussão é o uso e preservação de recursos hídricos. Embora alguns desses riscos também estejam atrelados à maioria das atividades em recursos convencionais, alguns destes são exclusivos dessa técnica aplicada em atividades não convencionais. Muitos riscos ainda são desconhecidos, o que dificulta a prevenção e mitigação de danos (ABE, 2021; ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017; DELGADO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2021;

GOMES *et al.*, 2021; MOREIRA e FILHO, 2021; RICCOMINI, MOURA e SANT'ANNA, 2021; SILVA *et al.*, 2020; TAIOLI, 2021).

## 2.3 HISTÓRICO NACIONAL

Tendo em vista os potenciais benefícios decorrentes da exploração de recursos não convencionais ao Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) promoveu em novembro de 2013 a 12ª Rodada de Licitação de Blocos de Petróleo e Gás Natural em que, pela pri-

meira vez no país, foram licitados blocos com potencial para exploração de recursos não convencionais. Entretanto, como não havia regulamentação específica para esse tipo de exploração foram incluídas nos contratos de concessão normas a serem seguidas pelas operadoras em caso de descoberta deste tipo de recurso, sendo uma delas o prolongamento da fase de exploração (BLATTLER, 2017).

A 12ª Rodada foi autorizada pela Resolução nº 6/2013 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que mencionava expressamente a disponibilização de recursos não convencionais como objeto da rodada, veja-se (CNPE, 2013):

I – cento e dez blocos exploratórios em áreas de Novas Fronteiras Tecnológicas e do Conhecimento nas Bacias do Acre, Parecis, São Francisco, Paraná e Parnaíba, com o objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, possibilitando o surgimento de novas bacias produtoras de gás natural e de recursos petrolíferos convencionais e **não convencionais, totalizando 164.477,76 km<sup>2</sup> de área**; e II – cento e trinta blocos nas Bacias Maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, com o objetivo de oferecer oportunidades exploratórias nessas áreas, de modo a possibilitar a continuidade da exploração e a produção de gás natural a partir de recursos petrolíferos convencionais e **não convencionais contidos nessas regiões, totalizando 3.870,66 km<sup>2</sup> de área**.

Os termos da 12ª Rodada foram publicizados por meio da Consulta Pública ANP nº 25/2013, que abriu prazo de 20 dias para a apresentação de contribuições sobre as minutas de edital e contratos. Posteriormente, realizou-se Audiência Pública, que contou com a participação de 150 pessoas, cuja manifestação majoritária foi contrária à exploração dos recursos não convencionais mediante fraturamento hidráulico.

Após a finalização da 12ª Rodada, 240 blocos foram arrematados, mas se intensificaram os debates acerca do assunto, muitos vindos de receios de que o exigido nos contratos de concessão não fosse suficiente para garantir a segurança. Os contratos celebrados continham disposições voltadas a reduzir os riscos referentes à obtenção de gás não convencional, a exemplo da determinação de que caso houvesse a identificação de recursos não convencionais, seria possível que a fase de exploração fosse estendida (denominada “Fase de Exploração Estendida”). Ainda nessa linha, a minuta

em seu artigo sétimo<sup>2</sup> previu que em caso de identificação de recursos não convencionais, deveria ser apresentado “Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais” à ANP para aprovação, que deveria conter “Projetos Piloto para verificação da Comercialidade da Descoberta dos Recursos Não Convencionais”.

Em relação aos riscos aos recursos hídricos decorrentes da exploração dos recursos não convencionais, o contrato trouxe ressalvas específicas:

21.2.1 Quando da Exploração e Produção de Recursos Não Convencionais, o Concessionário, conforme Legislação Aplicável, deverá:

Garantir a integridade dos poços, revestimentos, cimentações e fraturamentos hidráulicos de forma a preservar a qualidade dos aquíferos, das águas subterrâneas, do solo e do subsolo; e

Garantir a integridade dos processos de captação, uso, tratamento, reuso e/ou descarte de água, fluidos e demais materiais relacionados às operações de fraturamento hidráulico.

Outra alteração voltada a possibilitar a utilização do método de fraturamento hidráulico prevista no contrato, diz respeito aos requisitos de ordem jurídica, financeira e técnica previstos no Anexo XI que são didaticamente resumidos abaixo (ARAÚJO, 2016):

O contrato de concessão exigia ainda do concessionário, perante a ANP, uma nova qualificação jurídica, financeira e técnica específica para a exploração e produção de recursos não convencionais. Esta qualificação demandava a demonstração de

patrimônio líquido mínimo equivalente a três vezes o patrimônio exigido para qualificação como Operador C, fixado em R\$3,8 milhões, bem como o preenchimento de um sumário técnico atestando experiência mínima de cinco anos em atividades de exploração e produção de recursos não

---

<sup>2</sup> Plano de Exploração e Avaliação de Descoberta de Recursos Não Convencionais  
7.6 Caso o Concessionário decida avaliar uma Descoberta de Recursos Não Convencionais reconhecida pela ANP, deverá submeter uma proposta de Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais e suas revisões à aprovação da ANP conforme Legislação Aplicável.

7.7 O Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais deverá contemplar, para a Área de Concessão retida, todas as atividades exploratórias e de Avaliação, inclusive os Projetos Piloto para verificação da Comercialidade da Descoberta dos Recursos Não Convencionais.

convencionais. O concessionário deveria comprovar a sua experiência na execução da técnica de fraturamento hidráulico ou que contrataria uma empresa prestadora de serviço detentora do know-how tecnológico necessário, considerando os seguintes critérios: fraturamento; completação de poços; captação, uso, tratamento, reuso, e/ou descarte de água; licenciamento ambiental; e envolvimento e conscientização da sociedade civil no processo de exploração e produção (ANP, 2013b).

Contudo, a despeito da tentativa de definição de regras contratuais para conter os riscos atrelados à exploração de gás não convencional, a ANP entendeu como necessária a estruturação de norma específica para regular a atividade. Assim, em abril de 2014 foi publicada pela ANP a Resolução nº 21/2014, em que pela primeira vez foram tratadas questões de segurança operacional relacionadas ao gás não convencional no Brasil, determinando os requisitos que as operadoras deveriam cumprir para execução do fraturamento hidráulico em recursos não convencionais (ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017; MEDEIROS, CUPERTINO e MOUTINHO DOS SANTOS 2018a; PEREIRA, 2021; PEREIRA *et al.*, 2021; SILVA *et al.*, 2020).

A Nota Técnica nº 345/SSM/2013 (adiante chamada somente de “Nota Técnica 345”), elaborada pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), que instruiu o PA, apontou como disposições legais basilares da regulamentação a Lei nº 9.478/1997, que impôs à ANP alinhamento ao princípio da preservação do meio ambiente (art. 1º, I-IV) e a competência da Agência para se articular com órgãos ambientais e agências reguladores estaduais (art. 8º, XXVIII), bem como a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 8/2003, que define as diretrizes que devem guiar a referida articulação (art. 2º, V). Além disso, a Nota Técnica 345 evidenciou a finalidade da regulamentação proposta:

[...] o grande objetivo é desenvolver uma proposta de regulamento que viabilize o aproveitamento dos recursos de forma segura, priorizando a saúde humana, proteção ao meio ambiente e qualidade de vida, sem, contudo, avançar nas atribuições dos demais agentes públicos envolvidos.

Apesar do interesse da SSM em viabilizar a técnica exploratória, evidenciou-se que os riscos associados não foram desconsiderados, de modo que a experiência americana foi usada como referência para definição de

riscos e desafios, bem como medidas mitigadoras dos mesmos<sup>3</sup>. Nessa linha, foram endereçadas na minuta inicial de resolução:

- i) risco de contaminação de água potável – por metano e etano<sup>4</sup>, ou contaminantes presentes no fluido utilizado para o fraturamento;
- ii) obrigações referentes à cimentação e revestimento do poço nesse mesmo sentido; e
- iii) grande volume de água utilizada e incentivos à reutilização da água.

Após introduzir ameaças concernentes ao tema, a nota técnica aduz que foram utilizadas referências internacionais para definir três exigências principais dos agentes operadores:

i. sistema de gestão ambiental: A aprovação da realização da atividade estará condicionada ao cumprimento de diversos requisitos, cujo objetivo é verificar se as condições necessárias ao aproveitamento dos recursos energéticos estão dentro de condições ambientalmente e socialmente aceitáveis. Isto implica, entre outras, na obrigação do Operador garantir que as atividades a serem realizadas não trarão impactos negativos nos aquíferos, demais corpos d'água e solo da região. Além disto, o Operador será instado a manter um gerenciamento de efluentes que reduza ao máximo o consumo de água nas operações e permita o tratamento e a reutilização da água, preferencialmente em outras atividades de fraturamento hidráulico;

---

<sup>3</sup> “Entretanto, existem relatos de contaminação e outros problemas nas áreas onde estão sendo realizadas as atividades de fraturamento hidráulico, sobretudo nos EUA. Estes casos serviram de referência para a elaboração da Resolução, a medida em que permitiram identificar as causas e as medidas mitigadoras dos danos relatados, de forma a contemplá-los na regulação.” (Nota Técnica SSM/ ANP nº 345/2013)

<sup>4</sup> Na continuação desta pesquisa, evidências mais contundentes foram apresentadas, relacionando a presença de contaminante por hidrocarbonetos, sobretudo metano e etano, à proximidade dos poços de gás natural (9). Pelos resultados encontrados, a equipe de pesquisadores sugere que existam múltiplas fontes de hidrocarbonetos colaborando para a contaminação. A contaminação pode derivar de (i) falhas de projeto ou execução de assentamento de revestimentos, permitindo a migração de gases do interior do poço para o solo; (ii) falhas na cimentação, gerando canalizações externas ao revestimento, permitindo que volumes de gás natural migre de camadas mais profundas até a superfície ou corpo de água; (iii) a possibilidade de migração do gás liberado durante o fraturamento ou (iv) o fraturamento conectando a formação portadora de hidrocarbonetos a poços existentes.

ii. projeto de fraturamento hidráulico não convencional: além da exigência de utilização de revestimentos especificamente projetados para o ambiente de fraturamento hidráulico, deverá ser comprovado que a cimentação atinge parâmetros qualitativos e quantitativos aceitáveis e que o poço será integralmente revestido nas fases anteriores à de produção. O revestimento é o conjunto de tubos de aço instalados após a perfuração para isolar as paredes do poço dos fluidos injetados e extraídos. A simulação das fraturas e estudos geomecânicos, realizados por intermédio de softwares específicos, serão apresentados antecipadamente para garantir que não haverá propagação extensa de fraturas; iii. sistema de gestão de segurança operacional semelhante aos já exigidos pela ANP, contemplando as características específicas das operações de fraturamento hidráulico, cujos objetivos são a mitigação de riscos, a correta utilização de procedimentos de trabalho, a manutenção de integridade estrutural de equipamentos, dentre outros. Análises de riscos associados às operações também serão submetidas à ANP. Assim, o Concessionário deverá provar ao órgão regulador, tecnicamente, que todas as suas operações são seguras e apresentam grau de risco tolerável. Por sua vez, a ANP autorizará as operações apenas se constatar, por meio de evidências técnicas, a existência de condições ideais para a continuidade das atividades. (ANP, 2013a)

Considerando os termos propostos pela Superintendência competente, em 15 de outubro a Procuradoria analisou a proposta de ação por meio do Parecer nº 613/2013/PFANP/PGF/AGU, e, salvo questões de ordem formal, não se opôs à proposição regulatória. Com o aval da procuradoria, e, posteriormente da Diretoria, a minuta de resolução foi disponibilizada na Audiência e Consulta Pública nº 30/2013.

Como as discussões referentes à regulamentação ocorreram paralelamente à 12ª Rodada, organizações que não concordavam com a proposta de atividade atuaram para inviabilizar os dois processos sob trâmite na ANP. Nessa linha, em 19 de novembro de 2013 a Associação Nacional dos Servidores da Carreira de Especialista em Meio Ambiente (ASIBAMA) notificou a ANP no âmbito do processo administrativo 48610.010646/2013-76, solicitando informações sobre a rodada e sobre a proposta de regulamentação, nos termos abaixo:

1) O Edital da 12ª Rodada de Licitações da ANP foi precedido de projeto básico que levasse em consideração os impactos ambientais da atividade de faturamento hidráulico?

O Edital da 12ª Rodada de Licitações da ANP foi precedido de algum outro estudo de viabilidade ambiental equivalente?

Em caso afirmativo aos itens 1 e 2, onde está o estudo para acesso e cópia que desde já se requer?

Quais as razões para o prosseguimento da 12ª Rodada de Licitações da ANP sem observar as ponderações técnicas do Parecer GTPEG nº 3/2013?

Quais as razões da ANP para equacionar, antes da 12ª Rodada de Licitações, os graves impactos ambientais relacionados no capítulo I desta notificação, quais sejam: 5.1) Indução de abalos sísmicos; 5.2) Risco de contaminação dos consumidores do mesmo reservatório de água por metano, etano, propano e outras substâncias tóxicas, inclusive cancerígenas; 5.3) Contaminação do ambiente pela água contaminada descartada na superfície; 5.4) Risco de explosões nos poços de água de consumidores do mesmo reservatório de água; 5.5) Grande diminuição da quantidade de recursos hídricos disponíveis na região do empreendimento e disputa entre os usuários; 5.6) Extensa ocupação territorial itinerante?

Como se observa do exposto acima, o pleito da associação se amparava no suposto subdimensionamento dos riscos referentes à utilização do fraturamento hidráulico em recursos não convencionais, salientando que a Agência teria desconsiderado<sup>5</sup> o Parecer Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) nº 3 de 2013 quando da regulamentação, que recomendou um aprofundamento maior sobre os riscos e condições referentes à exploração do fraturamento hidráulico.

De 18 de outubro a 18 de novembro foi aberto prazo para apresentação de contribuições sobre a minuta de resolução proposta pela ANP. Após o prazo de 30 dias, foram recebidas 195 contribuições, sendo a maior parte sobre o art. 1º, 9º e 13, que tratam do sistema de gestão ambiental<sup>6</sup> (ANP, 2013a).

---

<sup>5</sup> A Nota Técnica 345 reconheceu uma série de impactos ambientais graves, mas, desconsiderou o próprio Parecer do GTPEG elaborado, repita-se, por servidores técnicos do MMA, IBAMA e ICMBio. Em agosto de 2013, o GTPEG foi surpreendido com a publicação, no Diário Oficial da União, da Resolução CNPE nº 6 de 25 de junho de 2013, que autoriza a realização da 12ª Rodada de Licitações de blocos para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Ou seja, estranha e precipitadamente, a ANP está iniciando o processo de exploração do gás não-convencional desconsiderando o Parecer GTPEG Nº 03 de 2013, um documento de referência do próprio Estado brasileiro sobre a questão.

6. “E, agora vamos aos dados da consulta e a Audiência. De todo aquele conjunto de comentários que a gente recebeu, a gente distribuiu os comentários nesse gráfico, a gente pode ver embaixo o número do

Posteriormente, em 21 de novembro de 2013, aconteceu a Audiência Pública nº 30/2013, no Rio de Janeiro (RJ), onde os agentes puderam manifestar-se sobre os termos da regulamentação que estava sendo proposta<sup>7</sup>. As manifestações majoritárias nesse evento foram de agentes contrários à regulamentação, indicando que seus riscos seriam superiores aos benefícios esperados. Contudo, observou-se que mesmo que o objeto da AP 30 fosse a regulamentação da obtenção de recursos não convencionais por meio de fraturamento hidráulico, a manifestação dos agentes foi, em grande parte, voltada ao receio da ocorrência da 12ª Rodada, pois no entendimento dos presentes, ainda não haveria informações suficientes sobre os recursos envolvidos na licitação para respaldar a exploração de forma segura.

Após a realização das discussões junto à sociedade promovidas pela audiência e consulta pública, ainda houve discussões que aconteciam paralelamente no âmbito do Processo Administrativo 48610.010646/2013, vez que, em virtude da notificação do ASIBAMA, a Agência se movimentou para apresentar resposta, que o fez por meio do Ofício nº 198/2013/GAB-ANP e da Nota Técnica SEP nº 007/2014, elaborada pela Superintendência de Exploração (SEP). No Ofício 198, a ANP expôs que o parecer do GTPEG foi considerado, e que o resultado disso foi o recorte dos poços propostos na 12ª Rodada, e que teria também se comunicado com a Fundação Nacional do Índio (FUNAI) para realizar o traçado<sup>8</sup>.

Já pela Nota Técnica 7, a manifestação da Agência foi mais robusta sobre os pontos técnicos trazidos pela notificação, sendo dividida em: i)

---

<sup>7</sup> De acordo com a Ata da Audiência Pública disponibilizada, após a manifestação dos representantes da ANP, contribuíram como expositores: i) representante da Associação dos Engenheiros da Petrobras – AEPET; ii) representante da Associação Nacional dos Servidores da Carreira de Especialista em Meio Ambiente Nacional (ASIBAMA); iii) representante da ASIBAMA do Rio de Janeiro; iv) servidor público do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (IBAMA); v) representante do Sindicato dos Petroleiros do Estado do Rio de Janeiro (SINDIPETRO); vi) representante do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense (SINDIPE-TRO/NF); vii) representante da Frente Internacionalista dos Sem-Teto; viii) representante da Fundação Oswaldo Cruz (FIOCRUZ).

<sup>8</sup> A ANP, conforme determinação da Resolução, atendeu a todas as propostas de recorte, relativas às áreas em oferta, encaminhadas pelos órgãos estaduais de meio ambiente e pelo Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás — GTPEG.

indução de abalos sísmicos; ii) contaminação de aquíferos; iii) efeitos de superfície. Sobre o primeiro ponto, foram apresentadas informações sobre a correlação entre sismicidade e o fraturamento hidráulico em recursos não convencionais, destacando que pesquisas demonstram que sua ocorrência é baixa e pouco significativa<sup>13</sup>. Ainda em relação à sismicidade, destacou-se que um dos pontos sensíveis das discussões sobre esse tema é que, para modelar adequadamente os cenários possíveis referentes à sua ocorrência, é necessária a efetiva perfuração do poço<sup>9</sup>. Sobre o item “ii”, a nota técnica explica que a referência utilizada para falar dos riscos sobre contaminação de aquíferos pela ampliação das fraturas foi interpretada equivocadamente, vez que o autor indica que essa possibilidade é remota, pela distância entre os dois. Salientou-se, ainda, a importância da cimentação e do revestimento do poço como formas de reduzir os riscos de contaminação de recursos hídricos. Sobre os usos de superfície, a nota técnica respondeu sobre o uso rival da água para utilização no fraturamento e propõe que não se prescindirá de estudo específico sobre o *“impacto da retirada da água em suas fontes de abastecimento”*<sup>10</sup>.

Posteriormente, em função das contribuições apresentadas no âmbito da Audiência e Consulta Pública nº 30/2013, foi elaborada a Nota Técnica nº 074/SSM/2014 (Nota Técnica 74), consolidando as proposições acei-

---

<sup>9</sup> “A construção de um modelo geomecânico confiável para previsão da ocorrência de sismos derivados da reativação de falhas em função de injeção ou produção de fluidos é uma tarefa um tanto complexa, tendo em vista que nem todos os elementos necessários estão disponíveis, principalmente nos estágios iniciais de avaliação da área.

[...] Como a obtenção de muitos dos dados depende da perfuração de poços, a elaboração de um modelo prévio fica prejudicada. Mesmo obtendo-se os dados após os primeiros poços, o modelo, obviamente, continua carregando uma incerteza considerável, em função de variação de propriedades e até mesmo do estado de tensões “in situ” em termos areais. Há casos em que, por exemplo, até mesmo o regime de tensões varia ao longo do reservatório, em virtude do tectonismo e do gradiente de pressão de poros, passando de regime normal no topo do reservatório para transgressivo nas bordas.”

<sup>10</sup> Deste modo, é necessário que, caso venha a ocorrer no Brasil um projeto de desenvolvimento de jazida não-convencional, para a qual é imperativo a aplicação do fraturamento hidráulico, realizem-se estudos sobre o impacto da retirada da água em suas fontes de abastecimento.

tas, parcialmente aceitas ou rejeitadas e a nova minuta da norma proposta. Em linhas gerais a nova redação aumentou as exigências do Operador em termos de transparência, gerenciamento dos riscos relacionados ao revestimento e cimentação, perfuração e avaliação de sismicidade, entre outros. Após breves discussões entre Procuradoria e a SSM<sup>11</sup>, a minuta foi encaminhada para a Diretoria Colegiada, que por meio da Resolução de Diretoria nº 345/2014 aprovou a resolução.

A Resolução nº 21/2014 é de grande importância, tendo em vista que garante a determinação da Constituição de 1988, de acesso e preservação a um meio ambiente ecologicamente equilibrado, uma vez que foi a primeira e única, até então, regularização desse tipo de atividade no país (art. 225, CF/1988). Como já exposto, a resolução visa mitigar possíveis impactos e riscos impondo a criação, por parte das empresas, de um sistema de gestão ambiental, analisando de projetos de fraturamentos e estabelecendo padrões de segurança operacional. Em 2015, o Ibama foi anunciado como autoridade regulatória responsável pelo licenciamento ambiental de operações não convencionais de petróleo e gás (O&G) (BLATTLER, 2017; MEDEIROS, CUPERTINO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2018b, a; SILVA *et al.*, 2020).

Considerando que alguns blocos licitados estavam em áreas protegidas, e que a Resolução nº 21/2014 ainda não abrangia todos os potenciais impactos conhecidos e muito menos os desconhecidos do fraturamento hidráulico, o Ministério Público, partindo do princípio da precaução, entrou com ações judiciais que suspenderam os contratos de licitação da 12ª Rodada de Licitações e proibiram a ANP de licitar atividades em reservatórios não convencionais por cinco anos. Esses acontecimentos levaram o foco das empresas à autorização para exploração de recursos convencionais nos blocos concedidos (ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017; SILVA *et al.*, 2020; RAMOS, PETRY, COSTA, 2020).

---

<sup>11</sup> A Procuradoria Federal analisou a Nota Técnica 74 por meio do Parecer nº 196/2014/PF-ANP/PGF/AGU e solicitou que a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente se manifestasse sobre o que queria dizer com: “as modificações realizadas tiveram como motivação as sugestões da consulta e audiência pública, cuja aceitação total ou parcial conduziram a eventuais ajustes em outros pontos do texto, que, de forma geral, não trouxeram alterações de cunho material que extrapolassem as sugestões recebidas e seus reflexos lógicos”. A SSM destacou que não houve alteração material e, por meio da Nota Técnica nº 135/SSM/2014 trouxe de forma mais clara quais ajustes foram feitos.

As ações do Ministério Público aconteceram para impedir o exercício da atividade de fraturamento hidráulico em recursos não convencionais em diversos blocos disponibilizados na 12ª Rodada. Com a conclusão do certame, a despeito de seu resultado ter outorgado direitos aos vencedores, foram ajuizadas ações judiciais em diversos estados. O efeito prático da judicialização foi que se impossibilitou essa forma de produção, a despeito dos termos do leilão e dos contratos. A tabela 1 traz algumas das ações propostas – disponibilizadas na página da ANP.

As decisões judiciais se direcionavam no sentido de que não poderia prevalecer sobre o princípio da precaução o princípio da livre iniciativa, levando à suspensão da possibilidade de exploração dos recursos não convencionais licitados e nulidade da 12ª Rodada de Licitações. Contudo, os processos judiciais não proibiram a utilização da técnica de fraturamento hidráulico, mas trouxeram condicionantes à sua ocorrência de forma a prevalecer o princípio da precaução, sendo os requisitos: i) realização e apresentação de Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS, prevista na Portaria Interministerial de nº 198, de 05/04/2012 do Ministério de Minas e Energia; e ii) regulamentação do CONAMA sobre o tema.

Durante esse hiato que inibiu o exercício da atividade, foram desenvolvidos Planos, Programas e Projetos de incentivo à exploração onshore de gás. Entre eles, destacam-se: o Programa REATE de 2017, que busca incentivar a exploração em terra, e sua nova versão REATE 2020, com foco no gás, incluindo o gás não convencional; o Projeto Topázio que busca a concessão de campos maduros, muitas vezes com potencial não convencional; e o Projeto Poço Transparente que consiste na construção, monitoramento e estudo de um poço piloto, para gerar conhecimento acerca da utilização da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios petrolíferos de baixa permeabilidade. No dia 8 de abril de 2021 foi sancionada a Lei nº 14.134 (Nova Lei do Gás), minimizando a burocracia na construção de gasodutos, permitindo que agentes tenham acesso a infraestrutura, como os terminais de GNL, criando regras tarifárias, regime único de autorização para construção de gasodutos, tornando empresas em diferentes elos da cadeia independentes e atribuindo à ANP a obrigação de promover concorrência e a classificar gasodutos (ANDRADE *et al.*, 2021; FERREIRA *et al.*, 2021; MEDEIROS, CUPERTINO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2018b; PEREIRA *et al.*, 2021; ROSSI, 2021; SILVA *et al.*, 2020).

**Tabela 1** Ações movidas a respeito do gás não convencional

Número da Ação	Localização	Decisão
Ação Civil Pública nº 5005509-18.2014.404.7005	Bacia do Paraná	"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"
Ação Civil Pública nº 080036679.2016.4.05.8500	Bacia Sergipe-Alagoas	"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 SergipeAlagoas, 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."
Ação Civil Pública nº 0030652-38.2014.4.01.3300	Bacia do Recôncavo	"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) determinar 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"

Número da Ação	Localização	Decisão
Ação Civil Pública nº 0005610-46.2013.4.01.4003	Bacia do Parnaíba	“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.”

Fonte: Elaboração própria

Todos esses projetos e programas são de essencial importância, já que uma das principais questões nacionais que impede a exploração de recursos não convencionais é a falta de licença social, que pode ser adquirida através do desenvolvimento de uma regulação que garanta segurança e comunicação transparente dos órgãos federais e operadoras com a sociedade civil e comunidades locais (ANDRADE *et al.*, 2021; ARAÚJO, 2016; CIMINELLI *et al.*, 2021; FERREIRA *et al.*, 2021; MANOEL, BALEIRO e SILVA, 2021; PEREIRA *et al.*, 2021)

A exploração de recursos não convencionais inclui diversas ações que geram os mesmos riscos e danos que as atividades convencionais e, portanto, a aplicação da mesma regulação dos convencionais seria válida nesses casos. Entretanto, a exploração que aplica uso do fraturamento hidráulico gera alguns riscos e danos previsíveis e imprevisíveis, o que torna de extrema importância a criação de uma regulamentação que garanta segurança, a saúde humana e ao meio ambiente, mas que não deve ser rígida a ponto de proibir tecnologias irracionalmente ou afastar investidores (ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017).

A questão mais abordada quanto à exploração de recursos não convencionais é em relação aos recursos hídricos. Muitos autores recomendam que a água utilizada seja a água de rejeito tratada, tendo em vista que o tratamento da água de rejeito não remove todos os químicos adicionados, e assim seu descarte pode contaminar recursos hídricos. Outros autores pontuam o potencial de contaminação de águas subterrâneas ou superficiais por vazamentos, ampliações de fraturas ou derrames de con-

taminantes como um grande risco dessa técnica de exploração (DELGADO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2021; MOREIRA e FILHO 2021; RICCOMINI, MOURA e SANT'ANNA, 2021). Mas todos concordam que a água é um ponto de grande importância ao debater a utilização do fraturamento hidráulico.

Alguns autores acreditam que o maior empecilho para a exploração de gás não convencional no Brasil seja a instabilidade política nacional, gerada por escândalos de corrupção da última década (VÁSQUEZ CORDANO e ZELLOU, 2020). Outros acreditam que o maior empecilho seja a falta de alinhamento quanto à competência de licenças e concessões entre as esferas governamentais (MEDEIROS, CUPERTINO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2018b; SILVA *et al.*, 2020). Ainda existem os que acreditam que a maior barreira seja a resistência excessiva da sociedade civil quanto a esse tipo de exploração, baseada no uso extremo do princípio da precaução (ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017).

Quanto à 12ª Rodada de Licitações é quase um consenso que foi feita de forma precipitada, sem que houvesse mensuração adequada das informações referentes aos riscos associados à implementação da atividade. Isso fez com que a Resolução nº 21/2014 fosse vista como uma medida necessária, mas insuficiente, isto porque se considera que esta resolução não abrange todos os pontos necessários para garantir a segurança socioambiental e que para isso seria necessário a elaboração de leis que aumentem esta segurança (ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017).

Foi apontada a importância de se criar uma regulamentação adequada ao Brasil, que considere os três princípios reguladores (a Prevenção, a Precaução, e o PoluidorPagador) e todos os instrumentos reguladores possíveis. Dentre estes instrumentos destaca-se como mais adequado o de Comando e Controle, que consiste no estabelecimento de legislação e normas pelo poder público. Também indicam a utilização do Direito Ambiental para garantir a segurança do meio ambiente, tomando todas as medidas para evitar e penalizar danos causados ao meio ambiente e à saúde humana (ARAÚJO, 2016).

Foi criticado o uso excessivo do princípio da precaução, que impede o desenvolvimento científico e tecnológico nacional, a fim de evitar riscos possivelmente inexistentes. Mas essa atitude é compreendida, tendo em vista o pouco conhecimento da população quanto ao processo de explo-

ração e por isso recomenda-se que ocorra investimentos em pesquisa e comunicação para que se obtenha uma licença social. O método indicado foi a aplicação da abordagem endógena de desenvolvimento (*bottom up*), que se mostrou a mais adequada para países como o Brasil, consistindo em utilizar atores que procuram resultados positivos comuns para suas comunidades locais para estimular a governança de suas comunidades, descentralizando a tomada de decisões para níveis territoriais locais e agilizando a tomada de decisão de medidas importantes (CIMINELLI *et al.*, 2021) (ARAÚJO, 2016; BLATTLER, 2017).

Por fim, alguns autores sugerem que a melhor forma de regulamentar a exploração e produção de gás não convencional é primeiro entendendo que essa técnica possui suas características já conhecidas e homogêneas para os quais deve ser aplicada regulação de Comando e Controle, técnica *ex ante*, que põe o custo da regulação antes o início da exploração. Para suas características heterogêneas, que variam de acordo com o local ou empresa, deve ser aplicada uma regulação de responsabilidade, baseada no princípio do poluidor-pagador e na técnica *ex post*, que põe o custo de regulamentação durante ou após o início das atividades, sempre utilizando o princípio da precaução de maneira adequada (PEREIRA *et al.*, 2021) (MEDEIROS, CUPERTINO e MOUTINHO DOS SANTOS, 2018a).

## 2.4 PESQUISA QUALITATIVA POR MEIO DE QUESTIONÁRIO E ENTREVISTA SEMIESTRUTURADA

Com vistas ao amadurecimento da elaboração de nossas propostas e recomendações de regulação, foi realizada pesquisa que contou com o conhecimento e experiência de colaboradores da Rede Gasbras. Para a identificação e análise das principais questões e pontos de atenção relativos ao desenvolvimento de gás não convencional no Brasil, foi aplicado um questionário (criado com a ferramenta Google Forms) aos especialistas da Rede, com perguntas voltadas à avaliação das particularidades do contexto brasileiro para produção de gás não convencional, dos riscos e potenciais impactos ambientais e da experiência internacional. O questionário foi também aplicado por meio de entrevista semi-estruturada ao Professor Colombo Celso Gaeta Tassinari, especialista em avaliação de

bacias sedimentares para exploração de óleo e gás e armazenamento de CO<sub>2</sub> do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, e ao Professor Owen L. Anderson, especialista em Direito de óleo e gás não convencional da Universidade de Oklahoma.

Um total de 24 colaboradores da Rede Gasbras respondeu ao questionário, dos quais 37,5% da área de Regulação e Mercado. Outros 33,3% atuam com Geologia e Geofísica e uma mesma parcela com Avaliação Ambiental. Os demais respondentes se identificaram como das áreas do Direito, Percepção Pública e atuação na Coordenação do Projeto.

Na primeira parte do questionário, que aborda as especificidades do contexto brasileiro, os colaboradores apontaram os seguintes pontos como principais entraves à produção de gás não convencional no Brasil:

- Impactos ambientais do fraturamento hidráulico;
- Deficiências no ambiente de negócios, com altos custos e baixa atratividade de investimentos, especialmente em comparação com a produção em reservatórios convencionais;
- Problemas de logística e de infraestrutura de acesso às áreas potenciais de produção, além da dificuldade para obtenção de equipamentos adequados de produção e necessidade de rede de fornecedores;
- Quantidade e capilaridade insuficientes de gasodutos;
- Baixo apoio social, com percepção pública negativa e dificuldades para obter a licença social para operar;
- Regulação inadequada e falta de segurança jurídica;
- Dificuldades inerentes ao mercado de gás natural;
- Falta de previsibilidade e de critérios ambientais no licenciamento ambiental; e
- Baixos investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

O nível de conhecimento geológico no Brasil foi classificado, de maneira geral, entre baixo e bom, sendo que a maior parte das respostas indicou como razoável e médio. Algumas respostas mencionaram o avanço recente quanto ao conhecimento básico, que levou à identificação das principais regiões em termos de potencial – dentre elas, as Bacias do

Solimões, Amazonas, Parnaíba, Paraná e Recôncavo -, mas que há necessidade de aprofundamento dos estudos. Considerando as áreas de maior potencial para gás não convencional no Brasil, foram apontados pelos especialistas problemas logísticos de acesso e escoamento da produção, além da necessidade de maior conhecimento geológico para identificação dos *plays* e riscos ambientais envolvidos. Alguns colaboradores mencionaram a importância de considerar especificidades dos contextos geológicos das áreas de produção brasileira para elaboração de parâmetros de segurança a serem incorporados à regulamentação, ainda que os padrões adotados internacionalmente sejam abrangentes quanto à cobertura dos riscos.

Quanto à mão-de-obra qualificada e preparo das instituições de ensino para produção em não convencionais no Brasil, os especialistas divergiram nas respostas, mas, de maneira geral, o tema não foi abordado como uma grande dificuldade a ser superada.

Dentre as medidas e iniciativas consideradas importantes para desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil, foram citados: investimentos em P&D, parcerias público-privadas, políticas de incentivo à cadeia de produção, capacitação de mão-de-obra especializada, incentivos financeiros (em especial para importação de equipamentos), criação de zonas industriais, desenvolvimento do Projeto de Poço Transparente, criação de comitês com participação do governo e da sociedade civil, adequação da regulação vigente e ações para comunicação social e engajamento público. Também foi ressaltado o papel das Universidades, que inclui a formação de profissionais especializados no setor, difusão de informações e conhecimento, discussão e estudo quanto às questões técnicas sobre geologia, produção e riscos envolvidos e comunicação com a população.

Na segunda parte do questionário, foram levantados os principais riscos e potenciais impactos ambientais decorrentes da atividade de fraturamento hidráulico, entre eles: vazamento de fluidos para aquíferos e solo, indução de sismicidade, alto consumo de água, derramamento de fluidos tóxicos, contaminação do ar, emissão de gases de efeito estufa, impactos sociais e impactos do tráfego intenso de caminhões para transporte de fluidos. Algumas das medidas para prevenção e mitigação desses riscos e impactos incluem: garantia da integridade dos poços, monitoramento de atividades sísmicas, adoção de melhores práticas da indústria e gerenciamento de riscos, monitoramento da qualidade da água e regulação efi-

ciente. Alguns colaboradores mencionaram a importância da introdução de requisitos diferenciados para habilitação de empresas de petróleo para participação em leilões de áreas com potencial para recursos não convencionais, como experiência com a técnica de fraturamento hidráulico.

Sobre a experiência internacional, os especialistas abordaram a existência de parâmetros e condicionantes de segurança de fraturamento hidráulico e casos de impactos ambientais negativos conhecidos, como contaminação de solo e recursos hídricos e abalos sísmicos. Também foram identificados casos de inviabilização de exploração e produção de não convencionais em outros países devido a regulação muito restritiva, com exemplos apontados na França e Reino Unido.

Com base nas respostas dos especialistas, foram levantados os seguintes pontos a serem considerados na elaboração do Protocolo de Boas Práticas:

- Endereçamento dos riscos ambientais do fraturamento hidráulico que considere parâmetros operacionais e de segurança adequados às especificidades dos contextos brasileiros, com critérios ambientais claros e bem definidos;
- Estratégias para impulsionar a atratividade da exploração e produção de gás não convencional, com incentivos à redução dos custos, melhoria da previsibilidade jurídica, e consolidação da cadeia de fornecedores, de modo a favorecer o ambiente de negócios;
- Endereçamento das dificuldades logísticas para viabilização da produção em áreas de difícil acesso por rodovias e escoamento por gasodutos;
- Incentivos ao engajamento público e comunicação social;
- Incentivos à pesquisa para aprofundamento do conhecimento geológico do potencial de gás não convencional no país e dos riscos envolvidos nos contextos geológicos identificados;
- Medidas para engajamento dos diversos agentes para desenvolvimento de pesquisas quanto a riscos e tecnologias do processo produtivo, envolvendo órgãos públicos, iniciativa privada e universidades.

O questionário completo encontra-se no Anexo I deste documento.

# 3

## **Análise Comparativa da Regulamentação de E&P de Gás Não Convencional no Brasil e Estados Unidos**

Nesta seção, objetiva-se identificar possíveis lacunas e/ou potenciais ineficiências na regulação brasileira com relação ao tratamento dos riscos associados às atividades de exploração e produção de gás não convencional, especialmente à técnica de fraturamento hidráulico em formações de gás não convencional, com base em análise comparativa da regulamentação dos estados americanos de Oklahoma, Pensilvânia e Texas. Para isso, foi realizada avaliação da regulação baseada em riscos, para o levantamento dos principais critérios a serem comparados.

Considerando a análise da legislação existente no Brasil apresentada no capítulo anterior, o estudo é orientado pelas seguintes etapas:

- Levantamento da matriz de riscos de E&P de gás não convencional, especialmente quanto à técnica de fraturamento hidráulico;
- Definição dos principais critérios para comparação das regulamentações brasileira e dos Estados americanos selecionados, com base na análise de riscos;
- Revisão dos principais instrumentos de regulamentação de gás não convencional nos estados americanos de Oklahoma, Pensil-

vânia e Texas, com levantamento da abordagem dos parâmetros e critérios definidos;

- Análise comparativa das regulamentações dos estados americanos selecionados e do Brasil, com foco na identificação de potenciais riscos não cobertos e outros aspectos que possam requerer endereçamento específico na regulamentação brasileira;
- Conclusões e sugestões para aprimoramento da regulamentação brasileira de E&P de gás não convencional.

### 3.1 RITÉRIOS PARA ANÁLISE DA REGULAÇÃO BASEADA EM RISCOS AMBIENTAIS

O estabelecimento dos critérios para análise comparativa das regulamentações brasileira e dos estados americanos selecionados para este estudo, buscou identificar os principais desafios da produção de gás não convencional em relação aos riscos ambientais decorrentes das atividades de um projeto que envolva a técnica de fraturamento hidráulico.

De maneira geral, as etapas de um projeto de produção de hidrocarbonetos não convencionais envolvem a identificação e preparação do local, perfuração, revestimento e cimentação do poço, fraturamento, completação do poço, produção e abandono e pósabandono do poço. Krupnick *et al.* (2013) apresentaram os riscos ambientais considerados prioritários decorrentes da produção de gás não convencional identificados por especialistas americanos que atuam em agências governamentais, indústria, academia e organizações ambientais. A matriz de risco considerada compreende as atividades de desenvolvimento da produção de gás não convencional e seus impactos, agrupadas nas categorias: (i) desenvolvimento do local de produção e preparação para perfuração; (ii) atividades de perfuração; (iii) fraturamento e completação de poço; (iv) produção do poço e operação; (v) fluido de fraturamento; (vi) *flowback* e armazenamento e descarte da água produzida; e (vii) outras atividades. Os riscos de rotina das atividades foram avaliados quanto aos seus principais impactos potenciais em água de subsuperfície, água de superfície, qualidade do solo, qualidade do ar, disrupção de habitats e nas comunidades no entorno dos locais de produção, conforme apresentado na Tabela 2.

**Tabela 2** Principais riscos apontados por especialistas por categoria de atividade da produção de gás não convencional, com base nos dados apresentados em Krupnick *et al.* (2013).

Categoria de atividades	Atividade específica	Aspecto ambiental	Impacto
Desenvolvimento do local	Preparação de terras para construção de estrada, áreas para perfuração dos poços, gasodutos, etc.	Águas pluviais	Contaminação de águas superficiais
		Fragmentação de habitats	Perturbação de habitats
		Paisagem industrial	Perturbação na comunidade
		Poluição sonora	Perturbação na comunidade
	Atividade de veículos na estrada	Congestionamento de vias	Perturbação na comunidade e alteração da qualidade do ar
Perfuração	Revestimento e cimentação	Emissão de metano	Água de superfície
	Venting de metano	Emissão de metano	Qualidade do ar e mudanças climáticas
	Descarte de fluidos, sólidos e fragmentos de perfuração e cascalhos	Fluidos de perfuração e cascalhos	Contaminação de água de superfície
			Contaminação de água subterrânea
Uso de água de superfície e subsuperfície	Extração de água doce	Água subterrânea	
Fraturamento e completação	Uso de água de superfície e subsuperfície	Extração de água doce	Água subterrânea Água subterrânea
	Flowback dos fluidos de reservatório	Flowback e constituintes de água produzidos	Água de superfície
	Venting de metano	Metano	Qualidade do ar e mudanças climáticas
	Armazenamento de fluidos de fraturamento no local de perfuração	Fluidos de fraturamento	Água de superfície

**Tabela 2** Principais riscos apontados por especialistas por categoria de atividade da produção de gás não convencional, com base nos dados apresentados em Krupnick *et al.* (2013). (Cont.)

Categoria de atividades	Atividade específica	Aspecto ambiental	Impacto
Produção	Produção do poço	Flowback e constituintes de água produzidos	Água de superfície
			Água subterrânea
	Operação de compressor	Poluentes atmosféricos convencionais e CO <sub>2</sub>	Qualidade do ar e mudanças climáticas
	Flaring de metano	Poluentes atmosféricos convencionais e CO <sub>2</sub>	Qualidade do ar e mudanças climáticas
	Operação de compressor	Poluição sonora	Perturbação na comunidade
Armazenamento e descarte de fluidos	Armazenamento de fluidos	Flowback e constituintes de água produzidos	Água de superfície
			Água subterrânea
		Fluidos de fraturamento	Água de superfície
			Água de subterrânea
	Tratamento, lançamento por estações de	Flowback e constituintes de água produzidos	Água de superfície
	Tratamento de águas residuais municipais	Fluidos de fraturamento	Água de superfície
	Aplicação de águas residuais para degelo de estradas, supressão de poeira	Flowback e constituintes de água produzidos	Água de superfície
Outros	Atividades de downstream	Emissão de metano	Qualidade do ar
	Fechamento de poço e abandono	Intrusão de água de formação salina	Água de subsuperfície
	Operações de <i>workover</i>	Flowback e constituintes de água produzidos	Água de superfície
			Água de subsuperfície
		Emissão de metano	Qualidade do ar

Fonte: Elaboração própria

Entretanto, como o foco da comparação das regulamentações proposta neste estudo diz respeito apenas à produção de gás não convencional, é necessário fazer o recorte das atividades e consequentes riscos relacionados exclusivamente à aplicação de fraturamento hidráulico, que corresponde à principal diferenciação técnica de produção em relação aos reservatórios convencionais de hidrocarbonetos. As atividades mais significativas e críticas relacionadas ao fraturamento hidráulico são o uso de grandes volumes de água para fraturamento e todas aquelas relacionadas ao manejo do fluido de fraturamento e do fluido de *flowback*, que envolvem etapas de armazenamento e descarte de fluidos, devido ao potencial de toxicidade de sua composição. Apesar da qualidade do revestimento e da cimentação ser regulamentada também para poços de produção de reservatórios convencionais, a integridade dos poços torna-se um fator ainda mais crítico na produção de gás não convencional devido aos riscos de contaminação de aquíferos em regiões próximas ao poço produtor. Além do risco de migração de fluidos do poço para regiões acima do reservatório, a característica de maior permeabilidade horizontal comparada à vertical dos folhelhos aumenta o risco de migração lateral, para formações no entorno do poço, o que pode ser potencializado pelo fraturamento hidráulico. Por esses motivos, as atividades de revestimento e cimentação devem ser alvo de controle mais específico na regulamentação da produção de não convencionais.

Dessa forma, os aspectos relevantes para a proposta de análise comparativa entre a regulamentação brasileira de gás não convencional e de estados americanos selecionados são apresentados abaixo:

- Volume de água para fraturamento hidráulico;
- Segurança da água de subsuperfície;
- Toxicidade do fluido de fraturamento;
- Armazenamento e descarte de fluidos.

A Tabela 3 apresenta as relações entre os riscos e impactos potenciais oriundos das atividades de um projeto de gás não convencional e seus principais desafios, que devem ser endereçados na análise regulatória.

**Tabela 3** Principais desafios decorrentes dos riscos ambientais de um projeto de produção de gás não convencional que utilize fraturamento hidráulico.

Atividade	Riscos e impactos envolvidos	Principais desafios
Perfuração	Risco de vazar fluido para além dos locais alvo da perfuração, contaminando águas superficiais e subterrâneas	Garantir a segurança da qualidade da água subterrânea
Aquisição de água para fraturamento hidráulico	Necessidade de grandes volumes de água que podem ser obtidos na superfície e em subterrânea, que pode levar à redução de da disponibilidade desses recursos	Reduzir o volume de água para fraturamento hidráulico
Mistura de químicos para fraturamento hidráulico	Componentes do fluido de fraturamento podem incluir aditivos químicos tóxicos que podem contaminar solo e subsolo	Reduzir a toxicidade do fluido de fraturamento e evitar vazamentos do fluido
Gestão de fluidos de <i>flowback</i>	Vazamentos e derramamentos do fluido de <i>flowback</i> podem contaminar solo e subsolo. Gestão ineficiente do armazenamento do fluido de <i>flowback</i> foi associado a casos de indução de sismicidade	Garantir boas práticas para armazenamento e descarte de fluidos

Fonte: Elaboração própria.

### 3.2 REGULAMENTAÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL EM ESTADOS SELECIONADOS DOS ESTADOS UNIDOS

Dentro do sistema federativo americano, as atividades de E&P de petróleo são primariamente reguladas pelos governos estaduais, que estabelecem as regras relativas a todas as etapas de desenvolvimento dos projetos, incluindo os processos envolvidos na produção de gás não convencional. Entretanto, devido aos riscos e impactos potenciais da indústria petrolífera, há importantes papéis atribuídos à autoridade federal, principalmente no que tange à segurança ambiental, como a proteção da qualidade do ar e da água de superfície e de espécies em risco (RICHARDSON *et al.*, 2013). Dentre o conjunto de regulamentação federal aplicável a aspectos técnicos das atividades de E&P de gás de não convencional nos Estados Unidos encontram-se as seguintes leis, sendo a última abaixo listada a única especificamente voltada a fraturamento hidráulico:

- Lei da Água Limpa: EPA's National Pollutant Discharge Elimination System;
- Lei do Ar Limpo;
- Lei de Água Potável Segura;
- Lei de Recuperação e Conservação dos Recursos;
- Lei Abrangente de Reação Ambiental, Compensação e Responsabilidade;
- Lei de Política Ambiental Americana;
- Lei de Planejamento de Emergência e do Direito a Saber da Comunidade;
- Lei das Espécies Ameaçadas e Tratado – Lei de Aves Migratórias;
- Lei de Responsabilidade e Conscientização dos Produtos Químicos do Fraturamento Hidráulico.

Há ainda atuação regulatória de municípios, que por vezes estabelecem regras relativas ao tráfego nas estradas e possíveis danos decorrentes, opções de armazenamento e descarte de rejeitos, além de limitações aos locais para perfuração e até mesmo banimentos à técnica de fraturamento hidráulico.

Com base na proeminência das autoridades estaduais na regulação da produção de gás natural, inclusive de reservatórios não convencionais e aplicação de fraturamento hidráulico, a análise comparativa proposta neste estudo toma como referência a regulamentação de jurisdições estaduais americanas. Em particular, os estados da Pensilvânia, Texas e Oklahoma foram selecionados devido à relevância em termos de volume de produção e número de poços, além de apresentarem distinções quanto às abordagens regulatórias.

### 3.2.1 Pensilvânia

O estado da Pensilvânia foi um dos pioneiros na produção de gás natural não convencional, com o desenvolvimento de reservatórios na formação *Marcellus Shale* a partir de 2005. Em 2019, a Pensilvânia produziu cerca de 24% do gás não convencional nos Estados Unidos, com um volume de cerca de 189,7 milhões de metros cúbicos, a segunda posição no país (EIA, 2020).

Com o rápido crescimento dos projetos de E&P de não convencionais no estado e consequentes preocupações quanto ao controle das atividades, diversas iniciativas regulatórias foram tomadas em jurisdições locais (ARAÚJO, 2016). O então arcabouço regulatório das atividades de óleo e gás vigentes era centenário e não abordava praticamente qualquer questão vinculada à nova técnica de fraturamento hidráulico (KULANDER, 2013). Em decorrência do descompasso entre as necessidades e desenvolvimento acelerado da produção e a falta de aderência da legislação em vigor, pela primeira vez depois de 1984, em 2012, o *Oil and Gas Act* do estado da Pensilvânia passou por extensa revisão, que resultou no *Act 13*, com um conjunto de regras específicas para a produção de gás não convencional e aplicação de fraturamento hidráulico. Segundo Spence (2013), as regras estabelecidas pelo departamento ambiental do estado para gás não convencional e fraturamento hidráulico parecem mais generalizadas, enquanto as regras para descarte de rejeitos, por exemplo, apresentam maior detalhamento. O *Act 13* modificou os seguintes pontos: questões relativas a permissões para perfuração de poços, requerimentos de localização das estruturas de produção e distanciamento mínimo em relação a corpos hídricos, prevenção a perturbações na terra e proteção à água do subsolo, prevenção de vazamentos e poluição decorrente de fluidos de rejeito, e introduziu taxas de impactos ambientais.

A regulação na Pensilvânia para produção de gás não convencional é orientada para questões ambientais relativas a potenciais impactos do fraturamento hidráulico, com grande destaque do papel das agências reguladoras. O *Pennsylvania Bureau of Oil and Gas Management (BOGM)*, parte do *Department of Environmental Protection (DEP)*, é responsável pela supervisão do desenvolvimento de óleo e gás no estado, alinhado aos *statutes* estaduais, de modo a garantir a proteção dos recursos naturais e meio ambiente do *Commonwealth of Pennsylvania*. Outras agências estaduais que estão relacionadas às atividades de produção de gás não convencional na Pensilvânia incluem o *Pennsylvania Department of Conservation & Natural Resources (DCNR)*, *Public Utility Commission (PUC)*, *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, além de comissões relativas às bacias dos rios Susquehanna e Delaware, chamadas *Susquehanna River Basin Commission (SRBC)* e *Delaware River Basin Commission (DRBC)*, devido ao alto consumo de água requerido para a produção de gás não convencional.

### 3.2.2 Texas

Com uma das maiores produções de hidrocarbonetos do mundo, o Texas conta com importantes formações geológicas de gás não convencional: *Barnett Shale*, *Haynesville Bossier Shale* e *Eagle Ford Shale*. Em 2019, a produção de gás não convencional do estado ultrapassou o volume de 218 milhões de metros cúbicos, a maior produção dos Estados Unidos, com participação de 28% do total (EIA, 2020).

Entretanto, o estado não possui regulamentação específica para gás não convencional ou fraturamento hidráulico. As regras são fragmentadas e ficam em sua maioria a cargo dos municípios. No nível estadual, o *Railroad Commission of Texas (RRC)* é o órgão responsável pela regulação das atividades de E&P de petróleo e gás, enquanto o *Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ)* atua em questões relativas à proteção dos recursos naturais. Diferentemente do que ocorre em outros estados americanos, que geralmente atribuem grande parte da responsabilidade das atividades de E&P às agências ambientais, no Texas, o TCEQ tem maior envolvimento em questões diretamente ligadas à qualidade e uso da água, com menor espaço na regulação das operações de petróleo e gás (KULANDER, 2013).

Com o crescimento da produção de gás não convencional, foram realizadas revisões de regulações para adequação a pontos relativos à aplicação de fraturamento hidráulico, que, em comparação por exemplo com o estado da Pensilvânia, estabeleceu regras mais específicas e detalhadas para questões operacionais do fraturamento hidráulico do que para parâmetros relacionados à proteção ambiental. As regras para E&P de petróleo no Texas apresentam especificações minuciosas quanto ao posicionamento do revestimento do poço, materiais que devem ser utilizados, testes de qualidade da cimentação, entre outros (SPENCE, 2013).

A regulação fragmentada no lugar de um conjunto específico de regras para fraturamento hidráulico pode ser interpretada como um problema para questões ambientais (RAHM, 2011), porém o detalhamento dos requerimentos quanto às etapas de perfuração, revestimento, cimentação e completação de poço trazem, na perspectiva do RRC, a proteção adequada para corpos hídricos no subsolo contra a contaminação por fluidos do fraturamento hidráulico (ROBERSON, 2012).

### 3.2.3 Oklahoma

Em 2019, Oklahoma ocupou a quinta posição na produção de gás não convencional nos Estados Unidos, com um volume em torno de 65,1 milhões de metros cúbicos, cerca de 8% da produção nacional (EIA, 2020). Sua importante formação geológica com reservatórios de gás não convencional é a *Woodford Shale*.

O principal órgão responsável pela regulação das atividades de E&P de petróleo é a *Oklahoma Corporation Commission (OCC)*, por meio de seu departamento *Oil and Gas Conservation Division (OGCD)*, que regula, entre outros pontos, as etapas de perfuração, operação e manutenção e abandono de poços, além das permissões relacionadas às atividades. No que tange às questões relativas ao meio ambiente, há ainda atribuições aos órgãos *Oklahoma Water Resources Board (OWRB)* e *Oklahoma Department of Environmental Quality*.

As questões relacionadas à aplicação de fraturamento hidráulico são endereçadas pela OCC, cujas regulamentações promulgadas constituíram um sistema regulatório compreensivo, que, em particular, exige dos operadores diversos requisitos de relatórios (VINSON e ELKINS, 2020). Desde 2013 a OCC passou a editar normas contendo regras sobre fraturamento hidráulico, que podem ser encontradas no Código Administrativo de Oklahoma (*Oklahoma Administrative Code* – “OAC” em inglês), no Capítulo 10, que trata da conservação de óleo e gás natural<sup>12</sup>. Neste capítulo é possível observar também a influência da regulação desse estado estadunidense sobre a legislação brasileira, na medida em que foram identificadas obrigações quanto a: i) divulgação de informações sobre o fluido de fraturamento hidráulico<sup>13</sup>; ii) proteção aos recursos hídricos no processo de completação do poço, demandando autorização para sua realização; iii) regras sobre distâncias limite para descarte de resíduos, entre outros.

---

<sup>12</sup> Capítulo 10 do Código Administrativo de Oklahoma disponível em: <<https://bit.ly/3viYdtw>>.

<sup>13</sup> “165:10-3-10. Well completion operations Chemical disclosure. Within 60 days after the conclusion of hydraulic fracturing operations on an oil, gas, injection, disposal, or service well that is hydraulically fractured, the operator must submit information on the chemicals used in the hydraulic fracturing operation to the FracFocus Chemical Disclosure Registry”.

Eventos de atividades sísmicas foram relacionados ao fraturamento hidráulico no estado, o que foram posteriormente avaliados como decorrentes da utilização de poços para descarte de fluidos, e não diretamente do processo de abertura das fraturas em si. Devido a esses impactos, novas regras foram estabelecidas pela OCC para maior controle da segurança desses poços e para o desenvolvimento de estudos e levantamentos quanto aos riscos de sismicidade, com exigência de novas permissões.

### 3.3 REGULAMENTAÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL

A Resolução ANP nº 21/2014 determina que o Operador das atividades de E&P de gás não convencional deve estabelecer um Sistema de Gestão Ambiental que deverá conter um plano detalhado de controle, tratamento e disposição de efluentes gerados – como são chamados os fluidos de *flowback* – provenientes das atividades de perfuração e fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. Esse sistema deve ser baseado nas Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, que não são definidas no documento. Os itens abordados no Sistema de Gestão Ambiental da Resolução envolvem:

- A utilização de água, que deve dar preferência à aplicação do próprio efluente gerado;
- O estabelecimento e divulgação pelo Operador dos Indicadores Reativos e Proativos, bem como as metas de responsabilidade social e ambiental;
- A publicação de relatório de avaliação dos impactos e sobre ações de responsabilidade social e ambiental,
- A publicação da relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições;
- A publicação de informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando claramente origem, volume captado, tipo de tratamento adotado e disposição final.

A Resolução também determina os estudos e levantamentos necessários para aprovação das atividades, que incluem distanciamento das fraturas em relação a corpos hídricos existentes. Há ainda exigências quanto ao distanciamento de poços de água de uso humano, revestimento dos poços e efeitos dos poços perfurados em poços adjacentes.

Dentre os documentos exigidos para aprovação da aplicação de fraturamento hidráulico, constam licença ambiental, outorga ou autorização para utilização de recursos hídricos, laudo e análises sobre corpos hídricos e poços de água nas proximidades, estudos e avaliação de ocorrências naturais e induzidas de sísmica, além do projeto do poço com simulação das fraturas e análise de riscos.

São ainda determinados diversos aspectos que devem ser considerados no programa de revestimento e cimentação visando a integridade dos poços, de modo a evitar a migração de fluidos.

Análises de riscos devem ser realizadas em todas as fases e operações e há ainda especificações quanto a questões técnicas específicas do procedimento de fraturamento hidráulico.

### **3.4 COMPARAÇÃO ENTRE A REGULAMENTAÇÃO BRASILEIRA E ESTADOS AMERICANOS SELECIONADOS**

Com o intuito de identificar os aspectos relevantes para a qualidade ambiental e possíveis lacunas na Resolução ANP nº. 21/2014, foi realizada comparação das abordagens das regulamentações do Brasil e dos estados americanos selecionados a respeito dos principais riscos da produção de gás não convencional identificados na Tabela 3:. Além dos instrumentos de regulação de cada região, o levantamento considerou também os trabalhos publicados de Richardson *et al.* (2013) e Araújo (2016). O primeiro apresentou comparação entre 31 estados americanos quanto a elementos regulados quantitativamente, categorizados de acordo com o estágio da produção de gás não convencional. Araújo (2016) utilizou critérios semelhantes na comparação, que considerou os estados americanos da Pensilvânia, Texas e Colorado, além das práticas recomendadas pelo *American Petroleum Institute (API)*, e incluiu levantamento dos mesmos aspectos pela abordagem da regulamentação brasileira.

O presente estudo não teve como objetivo o levantamento de valores de parâmetros ou critérios quantitativos, devido à dificuldade de análise quanto à eficiência dos números determinados, considerando que cada contexto geológico exige avaliação individual quanto à segurança da produção e garantia da qualidade ambiental.

No que diz respeito à captação de água a ser utilizada para fraturamento hidráulico, em todos os casos analisados há exigência de autorização por parte de organismos governamentais. Entretanto, nos casos do Brasil e da Pensilvânia há ainda a necessidade de fornecer informações e análises quanto ao volume de água extraído, sua origem e impactos ao corpo hídrico.

Quanto à segurança da água de subsuperfície – ou corpos hídricos subterrâneos, como consta na resolução ANP nº 21/2014 -, os três estados americanos determinam profundidade mínima para cimentação e/ou revestimento abaixo de aquíferos, o que não é mencionado na Resolução da ANP. Entretanto, no caso brasileiro, são indicados alguns aspectos críticos à integridade dos poços que devem ser observados no programa de cimentação e revestimento. Também são exigidos estudos sobre alcance máximo das fraturas e distanciamento de corpos hídricos, com análise de riscos, e laudo e análises sobre corpos hídricos e poços de água adjacentes. É responsabilidade do operador garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região.

Outro ponto de grande relevância para a qualidade do solo, subsolo e corpos hídricos do entorno da área de produção de gás não convencional é a composição do fluido de fraturamento e seu nível de toxicidade. Em todos os locais analisados é obrigatória a divulgação de informações relativas ao fluido de fraturamento.

O critério de comparação definido neste estudo com as maiores discrepâncias entre a regulamentação brasileira e as regulamentações dos três estados americanos em análise é quanto ao armazenamento e descarte de fluidos. Os estados americanos discutem as opções permitidas para armazenamento – por vezes, como no caso de Oklahoma, condicionado ao tipo de fluido -, além das opções de descarte, que incluem permissões para injeção do fluido de *flowback* no subsolo e suas regulamentações. Também é exigido nos três estados que sejam mantidos registros do

transporte da água residual, que deve ser autorizado. Em alguns casos, há ainda políticas de incentivo à reciclagem do fluido de *flowback*, com grandes avanços, por exemplo, no estado da Pensilvânia. No Brasil, a Resolução nº 21/2014 da ANP apenas determina que as informações sobre opções de armazenamento e de descarte devem constar no Sistema de Gestão Ambiental e que o operador deve publicar informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando tipo de tratamento adotado e disposição final.

Cabe por fim mencionar um ponto que não foi alvo do levantamento para análise comparativa, porém pode indicar uma possibilidade de aplicação no Brasil, que são as taxas ambientais. Na Pensilvânia as taxas variam de acordo com o valor do gás extraído enquanto o Texas adota programas de incentivos, com taxas variáveis.

Os resultados do levantamento proposto neste trabalho são apresentados na Tabela 4.

Considerando uma análise comparativa entre a regulamentação brasileira e americana quanto aos principais riscos ambientais relativos à produção de gás não convencional com a identificação dos maiores desafios, estes foram tomados como critérios para levantamento das abordagens de instrumentos regulatórios dos estados americanos da Pensilvânia, Texas e Oklahoma, que foram comparados ao texto da Resolução nº 21/2014 da ANP.

Em termos mais gerais relativos à abordagem ou orientação, a regulamentação brasileira apresenta certa semelhança com a abordagem do estado da Pensilvânia, no que diz respeito ao nível de detalhamento de aspectos ambientais. Por outro lado, também é possível identificar aproximação à postura da regulação do Texas, ao atribuir as principais responsabilidades regulatórias ao órgão público ligado à produção de petróleo, e não aos órgãos ambientais.

Quanto à comparação das regulamentações mais específicas relativas aos principais riscos, o levantamento indicou de forma geral um alinhamento em relação aos itens regulamentados que dizem respeito aos desafios da produção de gás não convencional referentes ao volume de água necessário para realização do fraturamento hidráulico e à toxicidade do fluido de fraturamento hidráulico.

**Tabela 4** Comparação de abordagens das regulamentações do Brasil e de estados americanos selecionados quanto aos principais desafios da produção de gás não convencional.

Aspectos da produção de gás não convencional	Brasil	Pensilvânia	Texas	Oklahoma
Volume de água para fraturamento hidráulico	Exigência de autorização para captação de água. O operador deve garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região e deve publicar informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando origem e volume captado	Exigência de autorização para toda captação de água e de plano de gestão de todo o ciclo de vida da água extraída para produção de gás; incluindo localização e total de água utilizada e análise do impacto da extração da água no seu corpo hídrico de origem	Exigência de autorização para captação de água de superfície (a partir de determinada vazão)	Exigência de autorização para captação de água de superfície e de subsuperfície (a partir de determinada vazão)
Segurança da água subterrânea	Exigência de estudos sobre alcance máximo das fraturas e distanciamento de corpos hídricos, com análise de riscos. Indicação de aspectos relacionados a	Restrições de recuo para corpos hídricos. Teste da qualidade da água de subterrânea antes da perfuração do poço produtor de gás não é exigido, porém o operador	Exigência de profundidade de cimentação/revestimento abaixo de aquíferos com base em padrões de performance	Exigência de profundidade mínima de cimentação/revestimento de abaixo aquíferos
Toxicidade do fluido de fraturamento	Exigência de divulgação sobre informações do fluido de fraturamento, incluindo relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições	Exigência de divulgação sobre informações do fluido de fraturamento, incluindo volume e concentração de aditivos	Exigência de divulgação sobre informações do fluido de fraturamento	Exigência de divulgação sobre informações do fluido de fraturamento
Armazenamento e descarte de fluidos	Informações sobre opções de armazenamento e de descarte devem constar no "Sistema de Gestão Ambiental". O operador deve publicar informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando tipo de tratamento adotado e disposição final	São permitidas lagoas de contenção para armazenamento, com regulamentação para todos os fluidos. Opções de descarte variam conforme o tipo de <i>flowback</i> . A injeção de <i>flowback</i> no subsolo é permitida, mas há regulamentação para essa prática. É exigido que seja mantido registro do transporte da água residual	São permitidas lagoas de contenção para armazenamento, com regulamentação para todos os fluidos. Opções de descarte variam conforme o tipo de <i>flowback</i> . A injeção de <i>flowback</i> no subsolo é permitida, mas há regulamentação ou moratória em algumas cidades. É exigido que seja mantido registro do transporte da água residual, que deve ser autorizado	São permitidas lagoas de contenção para armazenamento até determinado nível de concentração de cloreto, mas há exigência de tanques selados para armazenamento de alguns fluidos. A injeção de <i>flowback</i> no subsolo é permitida, mas há regulamentação para essa prática. É exigido que seja mantido registro do transporte da água residual, que deve ser autorizado

Fonte: Elaboração própria.

As principais diferenças abordadas, contudo, são relacionadas à segurança da água de subterrânea e armazenamento e descarte de fluidos. Apesar do enfoque detalhado da Resolução ANP nº 21/2014 nos procedimentos referentes à cimentação e ao revestimento dos poços, não há determinação de profundidade mínima para revestimento abaixo de aquíferos. A abordagem quanto às opções de armazenamento e descarte de fluidos não são endereçadas na regulamentação brasileira, que apenas indica que as informações sobre esses aspectos devem constar no Sistema de Gestão Ambiental.

Dessa forma, possíveis aperfeiçoamentos à regulamentação brasileira sobre produção de gás não convencional poderiam incluir a criação de parâmetros claros para prevenção de vazamentos em superfície e migrações indesejadas, dado que as atividades relativas aos fluidos de *flowback* são críticas à garantia da qualidade ambiental do entorno das regiões de produção de gás não convencional. Também se mostra relevante a consideração da introdução de medidas para reciclagem e/ou reuso de fluidos.

O escopo dessa análise comparativa foi limitado aos principais desafios identificados como específicos da aplicação da técnica de fraturamento hidráulico, porém há outros desafios e riscos relacionados à produção de gás não convencional que, apesar de também existirem na produção de hidrocarbonetos convencionais, podem ter impacto maior por conta das necessidades técnicas do fraturamento hidráulico. Como exemplo, os impactos no entorno dos locais de produção podem ser maiores quando comparados às atividades em reservatórios convencionais, pois, além do tráfego intenso de caminhões para transporte de água e fluidos relacionados ao fraturamento hidráulico, são requeridas maiores áreas de superfície, pois é necessária uma quantidade muito superior de poços para a produção de não convencionais. Essas questões podem ser endereçadas pela regulamentação brasileira, de modo a incluir limitações ao transporte de cargas, possíveis taxas ou exigência de reparação a danos nas estradas e rodovias, além de medidas que visem controlar o espalhamento das áreas ocupadas para produção de gás.

O risco de indução de sismicidade, como abordado no item referente à regulamentação de Oklahoma, está relacionado à disposição inadequada de fluidos em poços destinados a esse fim (não produtores) e, portanto, pode ser tratado no detalhamento dos parâmetros e condições para armazenamento e descarte de fluidos.

# 4

## Regulação Econômica e de Mercado

Os governos possuem várias opções regulatórias para monitorar os riscos e danos de uma determinada atividade. As regulamentações baseadas em transparência da informação têm o objetivo de disponibilizar informações ao público visando mitigar riscos e reduzir possíveis danos. As exigências de cunho operacionais fornecem informações que expõem falhas que podem estar relacionados a problemas ou danos técnicos.

As regulamentações de cunho econômicas podem incentivar a redução de uma determinada conduta que gera externalidades negativas e ainda tornar-se fonte de financiamento para a continuidade do monitoramento por parte do Governo. A maioria das ações legislativas para proteger o público de danos associados à produção de gás não convencional estão incluídas nas duas primeiras categorias, embora as quatro citadas estão representadas de alguma forma nos regulamentos estaduais existentes.

Uma categoria importante dentre as várias ferramentas regulatórias são as regulações baseadas em transparência da informação, onde os agentes regulados relatam as informações exigidas na legislação. A divulgação é importante para fornecer ao público a localização de determinados poços e instalações que visam transformar líquidos e gases extraídos em produtos utilizáveis. Observou-se nos EUA que o aumento da produção de gás não convencional incentivou os estados a divulgarem informações

aos reguladores e ao público, que servem para documentar as práticas e atividades de produção. Entretanto, os regulamentos baseados em divulgação contêm exceções quanto as informações dos proprietários das terras e segredos comerciais sigilosos (ADAIR *et al.*, 2011).

Para muitas das atividades que geram poluentes ao meio ambiente, os governos tendem a criar requisitos operacionais de monitoramento, manutenção de registros e o relato de informações ao público. Quanto aos requisitos operacionais, como exemplo o sistema de permissão da lei da água limpa, exigem que os permissionários garantam a aprovação e relatem possíveis violações, mas que não envolvem necessariamente vigilância ou inspeções por funcionários do governo. Os regulamentos operacionais, portanto, facilitam um registro de violações que podem formar a base para ações corretivas. Entretanto, os governos precisam abordar as violações de forma incisiva, caso contrário a exigência através de normas operacionais podem não atingir seus objetivos.

Uma outra forma de regulamentar é aquela que restringe certas condutas não permitidas. Como por exemplo, as restrições ao fraturamento hidráulico que incluem proibições absolutas sobre o uso de certas substâncias no processo de fraturamento hidráulico, liberação de contaminantes na água e no ar. Embora as regulamentações federais já considerem algumas dessas restrições, os estados podem promulgar outras regulamentações consideradas necessárias para proteger a saúde pública e o meio ambiente. A eficácia das restrições está relacionada às práticas governamentais de fiscalização. Na ausência de inspeções e processos contra os infratores, as restrições podem não proteger a saúde pública e o meio ambiente. Entretanto, ainda há preocupação em relação ao fato de os estados não estarem aplicando adequadamente os regulamentos existentes quanto a extração de gás natural (FERSHÉE, 2011).

Os governos têm a possibilidade de utilizar normas e regulamentações de caráter econômico com o intuito de aumentar a supervisão da produção de gás não convencional e a remediação de locais contaminados. As formas comumente utilizadas são as taxas de permissão de uso do poço que podem gerar receitas para o processo de supervisão e fiscalização por parte do governo, prática já utilizada no Estado da Pennsylvania (GRADIJAN, 2012). Ainda, um estado pode elevar as taxas de uso do poço com o objetivo de alavancar capital para a contratação de fiscais e/ou ações contundentes adicionais de fiscalização.

Outras taxas podem ser cobradas para monitoramento de substâncias tóxicas e para atividades de remediação que diminuem as fontes de contaminação. Os estados também podem criar um imposto específico sobre a extração de gás natural. Entretanto, observou-se que diante da urgência de desenvolver o gás natural doméstico e gerar crescimento econômico, muitos estados optaram por renunciar às regulamentações de base econômica que poderiam influenciar de forma benéfica para responder às externalidades negativas e proporcionar um futuro mais sustentável (FERSHEE, 2011; HATZENBUHLER e CENTNER, 2012).

## 4.1 A REGULAÇÃO DO MERCADO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL NOS ESTADOS UNIDOS

Nos Estados Unidos, as reservas de gás não convencional existentes estão localizadas em 30 estados. Dentre os tipos de recursos mais produtivos encontram-se o gás não convencional e em seguida o *tight gas*. Dentre as maiores áreas, destacam-se *Appalachia*, *Anadarko*, *Bakken*, *Eagle Ford*, *Haynesville*, *Niobrara* e *Permian*. Segundo estimativas da EIA (2017), foram produzidos mais de 18 trilhões de metros cúbicos de gás não convencional, em termos percentuais corresponde a 60% do total produzido no mesmo ano (EIA, 2017).

Na comparação com a extração em poços convencionais, os poços de gás não convencional têm uma produtividade menos duradoura, sendo significativa somente nos cinco anos iniciais, com um declínio de mais de 80% no primeiro ano. Como forma de compensar a produção e torná-la mais estável, é necessário realizar a extração em vários poços (ECODEBATE, 2013). Na Pensilvânia, 5000 poços foram abertos para atingir uma produtividade de 30 bilhões de metros cúbicos anualmente. Ainda, este tipo de perfuração de alta velocidade exige tecnologia avançada, mão de obra qualificada, e uma cadeia de suprimentos estruturada, isto aconteceu no cenário norte-americano devido a indústria de óleo e gás ser mais aberta e competitiva (MIRANDA, 2018).

Quanto ao acesso dos campos de exploração, os EUA se destacam pela facilidade, visto que a negociação é geralmente realizada com entidades privadas, sem a necessidade de intervenções governamentais, ou seja, o

proprietário do bem tem o direito a exploração, o que tende a reduzir os custos de transação e a agilizar a obtenção de uma licença ou concessão do governo. No âmbito regulatório, a descentralização do poder das agências, permitem que elas atuem em várias áreas do segmento de petróleo e nas esferas federais, estaduais e municipais.

No âmbito municipal, a legislação existente trata das questões referentes a utilização e zoneamento da terra. No âmbito econômico, os royalties são pagos baseados no volume produzido e como incentivo de produção, existe uma cláusula que penaliza o dono da terra que tem um contrato ativo e onde a extração não esteja ocorrendo. Na área ambiental, a legislação é elaborada pelo Congresso Americano e a *Environmental Protection Agency* (EPA) tem a responsabilidade de implementar as leis aprovadas, esta agência também tem a autonomia para transferir para a esfera estadual o poder de decidir sobre questões específicas, como exemplo a EPA, em 2012, estabeleceu o limite máximo de emissões atmosféricas permitido pela atividade de fraturamento hidráulico (NICHOLSON, 2015).

Nos EUA, existe uma peculiaridade quanto ao uso das terras, o proprietário é detentor dos direitos de exploração dos recursos minerais encontrados, o que permite que as empresas negociem livremente com os proprietários acerca do acesso e utilização das terras, o que promove o apoio social para as empresas exploradoras. Segundo o BNDES, em 2014, observou-se um deslocamento das áreas, onde havia crescimento da produção de gás não convencional, antes localizadas no oeste para o leste e sul do país, região que concentra as terras privadas.

No âmbito do mercado, a escassez de gás e os preços elevados no início da década de 80 induziu o governo dos EUA a introduzir créditos fiscais como incentivo ao gás. Simultaneamente, o governo investiu em P&D de tecnologias de exploração de óleo e gás não convencionais, política que foi apoiada pelo Departamento de Energia do Estado. Anos depois, entre 2004 e 2010, a elevação do preço do gás impulsionou a produção de gás não convencional, apesar da queda observada posteriormente, entretanto a alta demanda da indústria petroquímica consegue garantir a aquisição do gás liquefeito, que é também explorado em determinadas bacias em conjunto com o gás não convencional.

Os economistas consideram duas ferramentas importantes, o comando e controle já citado anteriormente e abordagens baseadas em

desempenho, e aquelas que funcionam como incentivos econômicos. Comando e controle consistem em regulamentos prescritivos que obrigam ao agente regulado realizar algo em específico, independente do nível de desenvolvimento econômico do mesmo. Como exemplo, uma regra referente a proibição de perfuração em até 150 metros em um riacho ou então a obrigação de utilização de um cimento específico para o isolamento de água subterrânea do poço (RICHARDSON *et al.*, 2013).

Em relação a regulação sob a ótica do desempenho, permite aos agentes decidir as melhores ações para atendimento das obrigações, como a exigência quanto ao nível de concentração de poluentes em um determinado riacho ou um determinado nível de teste de pressão no revestimento de cimento. Uma métrica para um padrão de desempenho deve ser mensurável e quantificável, se uma determinada regra for muito vaga, se torna não aplicável. Por exemplo, exigir que as empresas limitem a queima do gás em circunstâncias onde seja “economicamente necessário” ou para evitar uma determinada prática que gera externalidade negativa quando podem “gerar um risco para a saúde pública” não cria uma regra prática e passível de ser aplicada e controlada.

Uma terceira ferramenta regulatória utilizada no ambiente norte americano é a permissão ou licença analisada caso a caso. Ao invés do agente cumprir as regulações de controle ou atingir os padrões de desempenho, eles são obrigados a cumprir os requisitos de cada atividade, que geralmente ocorre através de um pedido de licença formal, seguido por revisão do órgão regulador. Neste caso os regulamentos variam no grau de discricção deixado aos reguladores na revisão das licenças, onde a diferença é que um certo grau de discricionabilidade pertence aos reguladores, caso contrário, seria apenas uma regra de controle ou padrão de desempenho, com revisão de autorização para verificação de conformidade (RICHARDSON *et al.*, 2013).

As vantagens do licenciamento analisado em cada caso é que o mesmo delega a tomada de decisões a reguladores especializados e tem a possibilidade de evitar que as empresas fujam da regulamentação, cumprindo literalmente a exigência normativa, mas não a essência do regulamento. As desvantagens consistem no custo administrativo de revisão das licenças, e o risco de não ser aplicado de forma homogênea aos agentes, aliado a falta de transparência, sendo mais difícil saber com antecedência o que

é necessário para a aprovação da licença, ou a possibilidade do público externo avaliar os requisitos de forma clara.

Ainda, o autor Richardson observou em seu estudo que os estados costumam utilizar uma abordagem híbrida, utilizando mais de uma ferramenta de regulação em um determinado caso. Como exemplo, os estados costumam usar um regulamento de controle para definir um padrão mínimo, mas ainda requer uma revisão de autorização em cada caso ou flexibilizar uma regra através da permissão de exceções do padrão estadual através de solicitação e/ou aprovação por parte do órgão regulador.

## 4.2 ASPECTOS ECONÔMICOS DO GÁS NÃO CONVENCIONAL NOS ESTADOS UNIDOS

No âmbito do desenvolvimento econômico, os autores Maniloff & Mastro Monaco (2014) notaram um maior crescimento de empregos em Estados que possuíam poços de petróleo e gás não convencional. No Estado da Dakota do Norte, foram observados aumentos significativos no emprego após a maior exploração do gás não convencional através do fraturamento hidráulico. Nos anos de 2005 a 2014, aumentos constantes na geração de emprego em Dakota do Norte estão relacionados ao aumento na produção de petróleo. Antes de investir no fraturamento hidráulico, a Dakota do Norte apresentava um cenário econômico de baixo nível de empregos.

O autor Weber (2012) notou que o emprego e a renda em três estados norte-americanos aumentaram com a produção de gás natural, chegando a proporção de 2,35 empregos criados a cada milhão de dólares investidos na produção de gás. Ainda, em cada milhão de dólares de petróleo e gás extraído houve uma geração de 0,53 empregos durante este período, e 2,4 empregos adicionais nesses estados.

Os resultados demonstram que o crescimento do gás não convencional é responsável por um aumento no número de empregos dos EUA durante a Grande Recessão de cerca de 0,4% (FEYRER *et al.* 2014). Os impactos econômicos locais e regionais também incluem aqueles asso-

ciados ao pagamento de royalties para os proprietários de terras, receitas públicas advindas de tributação, taxas, licenciamento e outras atividades.

Quanto ao pagamento de royalties, Fitzgerald e Rucker (2014) observaram que cerca de 70% da produção está concentrada em terras privadas. Os pagamentos de royalties para a produção de gás natural dessas terras representam 0,1% da renda nacional dos EUA. Para alguns estados, no entanto, esses pagamentos de royalties estão próximos de 0,5% da receita total do estado. Feyrer *et al.* (2014) estimam os pagamentos de royalties em torno de US\$ 150.000 por milhão de dólares de petróleo e gás produzidos. Embora potencialmente significativas, essas receitas provavelmente serão pequenas em relação aos benefícios econômicos nacionais e locais do investimento na extração do gás não convencional.

Uma pesquisa recente sugere que as receitas públicas locais associadas ao crescimento do investimento em gás não convencional variam significativamente entre os estados, entre 1 e 10% do valor total da produção (RAIMI e NEWELL 2014). Esses fluxos de receita incluem impostos rescisórios e impostos de propriedade locais sobre o petróleo e gás, além de pagamentos de arrendamento para operações em terras estaduais e federais. O impacto econômico dessas receitas depende dos usos a que se destinam. Além dos impactos diretos no mercado, o desenvolvimento do gás não convencional dos EUA também pode gerar externalidades positivas significativas. A principal externalidade positiva é o preço reduzido do gás natural, em relação a outros combustíveis, devido ao aumento da oferta, que leva a substituição do carvão pelo gás na geração de eletricidade e, em menor grau, no setor de transporte.

Por ser mais limpo que o carvão e o óleo, o gás natural gera menos emissões de carbono por unidade de energia produzida, bem como menos emissões de poluentes atmosféricos, que podem impactar na saúde da população. O aumento do suprimento de gás não convencional pode reduzir os riscos externos associados às importações de petróleo e gás. De acordo com Jacoby, o aumento da exploração de gás não convencional cria alternativas de utilização de outras fontes de energia na geração de eletricidade, na indústria e no transporte, o que pode impactar na disponibilidade e na capacidade de geração de energia elétrica por outras fontes (JACOBY *et al.* 2012).

## 4.3 O CRESCIMENTO DO GÁS NÃO CONVENCIONAL E O IMPULSIONAMENTO DO GNL NOS EUA

O petróleo não convencional tem apresentado crescimento rápido nos Estados Unidos devido a vantagem competitiva em relação ao preço do gás. Entretanto, este rápido crescimento poderá tornar o mercado de petróleo não convencional fragmentado e menos diferenciado, similar ao atual mercado doméstico de gás não convencional. Devido ao efeito de mais de 500 perfurações independentes neste mercado com o intuito de extrair o mesmo tipo de matéria prima, fato este que pode intensificar a competição neste mercado ao longo dos próximos anos, considerando também que a taxa de crescimento tende a desacelerar e tornar-se negativa devido ao esgotamento dos “pontos ideais” de extração. (ENGLUND, 2014)

Estima-se que a produção de petróleo não convencional dos EUA atingirá o pico em 2020 com uma produção de cerca de 4,5 milhões de barris por dia (MMbbl por dia). Importante notar que as empresas domésticas de E&P são geralmente eficientes nestas condições devido sua estrutura de capital menor, capaz de suportar menor lucros por barril e permitir a movimentação rápida na operacionalização das perfurações. Algumas empresas de E&P, por exemplo, costumam ter um banco de dados para todas as especificações de fraturamento hidráulico, que juntas podem chegar a um total de mais de

5.000 poços, baseado no modelo de “fatiar e dividir” com o intuito de reduzir os custos operacionais (ENGLUND, 2014).

Ainda, a produção de gás não convencional nos EUA é projetada para aumentar após 2016 e dobrar a 20 trilhões de metros cúbicos até o ano de 2040. Este crescimento na produção de gás não convencional e do GNL dependerá de investimentos em larga escala no gás a jusante. De acordo com o EIA, 33% do aumento nos EUA na exploração de gás não convencional e 85% do crescimento no mercado de gás liquefeito serão impulsionados pelo crescimento do GNL e da petroquímica, respectivamente, na projeção de 2011 a 2025 (EIA, 2013).

O diferencial de preço entre o petróleo internacional (ou gás global vinculado ao petróleo) e gás dos EUA é projetado para permanecer muito acima do nível de preço de equilíbrio de 6:1, variando entre 18:1, podendo

chegar a 26:1 até o ano de 2040. De acordo com o CEO da *Sasol*, o crescimento na produção de etanol realizado pela empresa em Louisiana pode permitir que a proporção seja tão menor que 16:1. Este fato continuará a fornecer aos EUA, indústrias petroquímicas e de exportação de GNL, uma vantagem competitiva e sustentável nos próximos anos (ENGLUND, 2014).

O custo para produzir o etileno que é a base do produto petroquímico nos Estados Unidos é agora o segundo menor do mundo em termos de preços de matéria-prima, energia e combustível, componentes que constituem 65% a 85% do custo de produção. A informação de que mais de \$ 100 bilhões em investimentos estão sendo aplicados no segmento petroquímico dos EUA corroboram com o potencial de aumento no fornecimento do gás não convencional e do etanol (ACC, 2013).

A outra metade do gás a jusante no segmento nos EUA que é o GNL, apresenta uma perspectiva positiva semelhante à da petroquímica. O GNL se beneficia não apenas do preço vantajoso do gás, mas também do baixo custo associados à conversão dos terminais de regaseificação existentes. Em contraste com projetos de GNL internacionais no modelo *greenfield* que são mais onerosos, os projetos de conversão *brownfield* nos EUA são 1,5 a 2,5 vezes menos onerosos. A conversão também fornece vantagens de tempo, construção e operação em relação ao custo alto de criação de novos projetos. (CHAMBERS, 2013).

Em geral, o segmento de GNL tem apresentado maior avanço e perspectivas de crescimento de longo prazo desde o desenvolvimento do gás não convencional nos EUA. No entanto, ao contrário do mercado de petróleo não convencional, onde as empresas de E&P lideram o ranking de desenvolvimento, o segmento de gás a jusante provavelmente têm um conjunto diversificado de players na indústria. Como exemplo, empresas químicas internacionais como a *Sasol* e a *Formosa Plastics* competirão por oportunidades de crescimento consideráveis da indústria petroquímica. Por outro lado, o mercado de exportação de GNL dos EUA terá um novo conjunto de concorrentes no upstream e no midstream, que juntas poderão representar mais de 85% da capacidade de exportação de GNL (ENGLUND, 2014).

Entretanto, vários fatores estratégicos em relação ao gás não convencional podem gerar um grau de incerteza nas margens quando da migra-

ção entre segmentos, o que aumenta o risco de superinvestimento em um segmento em contrapartida ao crescimento do outro. Em 2006, grandes produtores de petróleo não convencional pesado e gás nos Estados Unidos atingiram margens operacionais em torno de 45%; em 2012, as margens típicas caíram para 20%. Na outra ponta, as margens da indústria petroquímica americana quase dobraram, mudando os investimentos de montante para jusante. Porém, no início de 2014, a alta dos preços do gás em 30% sobre a média de 2013, principalmente devido a invernos extremos, reverteram alguns dos ganhos do gás a jusante. Este crescimento desequilibrado e a volatilidade nos preços geram um desequilíbrio na indústria, levando a um cenário de instabilidade (ENGLUND, 2014).

Esta instabilidade pode aumentar ainda mais porque agora existem várias fontes, vários graus, processos, usos finais e preços diferenciados de combustíveis nos Estados Unidos. O crescimento forte do gás não convencional nos EUA explorado em torno de vinte bacias de não convencional ativas que produzem etano, propano bruto e um mix alternativo, apresentou um cenário bem diferente do observado no passado. As plantas de pequeno porte, como as de óleo cru, de desidrogenação de propano e as plantas de divisores de condensado estão se desenvolvendo e oferecendo novas oportunidades no *downstream*. Certos combustíveis como gás e carvão na geração de energia, GNL e nafta em produtos químicos, gás e óleo combustível no refino, diesel e gás natural no transporte estão se tornando substituíveis e os preços estão variando rapidamente, aumentando a substituição desenfreada de combustível entre os usuários finais.

# 5

## Sistemas Fiscais

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 (JOHNSTON, 1994), estabelecidas a partir das condições geológicas, econômicas e técnicas de cada país (LUCCHESI, 2011). Os regimes fiscais (Tabela 5) podem ser divididos em dois grupos principais: sistemas de concessão e sistemas contratuais

**Tabela 5** Sistemas fiscais

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.

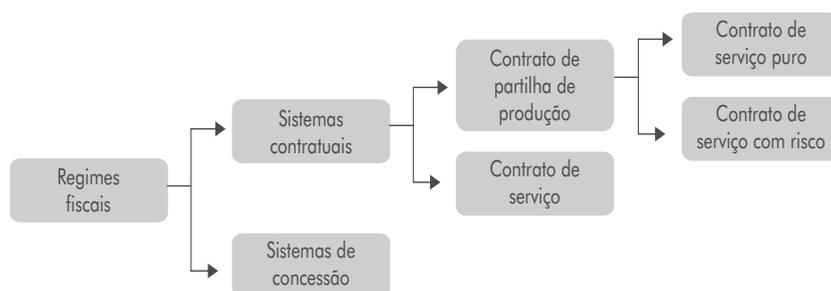
Nesse sentido, estudiosos defendem que os Estados *“deveriam ser compensados pela extração desta propriedade e, ainda, pelo custo de oportunidade associado ao consumo dos recursos hoje, ao invés de em algum momento no futuro”* (ICMM, 2009). As riquezas obtidas desta exploração, por sua vez, deveriam ser direcionadas a investimentos socioeconômicos, por uma questão de *“justiça baseada na reivindicação moral ou legal pela propriedade dos seus recursos”* (BOADWAY e KEEN, 2010).

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”* (LUCCHESI, 2011). Já nos contratos de serviço puro, *“a contratada é remunerada de maneira previamente acordada independente de o empreendimento ter sido bem-sucedido ou não”* (LUCCHESI, 2011) (Vide 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 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” (LUCCHESI, 2011).



**Figura 1** As 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 nº 9.478/1997; (ii) sistema contratual na modalidade partilha de produção, instituído por meio da Lei nº 12.351/2010; e (iii) cessão onerosa, instituída por meio da Lei nº 12.276/2010.

Em relação à contratação da E&P de recursos não convencionais, os quais – a princípio – estão localizados blocos terrestres (EPE, 2019), é possível afirmar que o regime fiscal a ser adotado para os futuros projetos será o de concessão. Isso porque o regime contratual adota a exploração de blocos localizados no polígono do pré-sal e o regime de cessão onerosa é aquele que possui menos riscos exploratórios.

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 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 (AMORIM, 2013).

Embora pareça simples, na prática, o desenho de uma política fiscal deve observar os limites da tributação (COTTARELLI, 2012) e coordenar diferentes expectativas – por vezes opostas – do governo e das empresas.

De acordo com Silvana Tordo (TORDO, 2007) 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 (AMORIM, 2013).

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 (OTTO *et al*, 2006). É necessário, portanto, um *trade-off* entre os objetivos do governo e dos investidores, ainda que ambos possuam um desejo em comum: o desenvolvimento de projetos que gerem altos níveis de receita (TORDO, 2007).

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*” (TORDO, 2007). Sobre este aspecto, vale destacar que não há uma diferença significativa na forma 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 não convencional, 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 a autora, um regime fiscal flexível é aquele que fornece ao governo uma parte adequada da renda mesmo diante de condições variáveis de lucratividade (TORDO, 2007). 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” (AMORIM, 2013). Para obter tal neutralidade, os instrumentos devem capturar a parcela de lucro acima do limite de recompensa adequada aos investidores, 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.

Por fim, um sistema fiscal sem alterações ou com alterações previsíveis ao longo do tempo é considerado estável (TORDO, 2007). Este aspecto é bastante relevante no que tange a avaliação de riscos de determinados projetos, em razão de “*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*” (ICMM, 2009).

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 (TORDO, 2007).

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, ou *obsolescing bargain* (CAMERON, 2010): uma vez realizado o investimento, as empresas 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, 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 (DANIEL *et al.*, 2010). 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 *“alivia os investidores dos projetos com baixas taxas de retorno, enquanto permite ao governo aumentar a receita capturada quando o investimento está mais lucrativo”* (DANIEL *et al.*, 2010).

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”* (ICMM, 2009) -, os outros mecanismos atrelados ao regime podem ser coordenados de modo a mitigar os resultados.

Com vistas a desenhar um sistema fiscal para a produção de recursos não convencionais, as peculiaridades técnicas e geológicas intrínsecas aos projetos, que os distinguem dos projetos convencionais, demandam uma engrenagem para a extração que, em última análise, modela as taxas de recuperação e os consequentes fluxos de caixa dos projetos (AMORIM, 2013).

Logo, os formuladores de políticas fiscais devem possuir parâmetros claros para definir *“em qual estágio do projeto a tributação deve ser concentrada e os tipos de incentivos seriam adequados para a estrutura”* (AMORIM, 2013). 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)”* (TORDO, 2007).

Quanto à profundidade dos reservatórios, considerando que *“cada formação de não convencional possui diferentes características geológicas,*

*que afetam a forma como o gás é produzido, as tecnologias necessárias e a economia da produção*” (IEA, 2012), as projeções de avaliações econômicas não são as mesmas para todos os projetos de exploração de gás não convencional. Uma vez que *“quanto mais fundo é o poço, maior o custo”* (CONSIDINE, 2010), 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, entendese que a utilização 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”* (KELLAS, 2010).

A qualidade – ou o grau de maturação – das reservas carregam diversas incertezas relativas à produção do gás não convencional 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 (JOHNSTON, 1994).

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”* (AMORIM, 2013). 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 não convencional. Ora,

com vistas a garantir maior atratividade e incentivar os investimentos, no geral, os Estados deveriam oferecer termos fiscais melhores para projetos não convencionais do que para os convencionais (AMORIM, 2013).

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 (AMORIM, 2013).

No cenário brasileiro, decidiu-se implementar o projeto piloto denominado Poço Transparente para a exploração de recursos não convencionais, tendo em vista diversos óbices sob o aspecto moral, social e ambiental relacionados ao desenvolvimento destes projetos. Em geral, o Poço Transparente 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”* (LAGE, 2013).

De modo a alinhar os objetivos do Estado com a promoção, ou o desencorajamento, de determinado desempenho pelos agentes privados, as ferramentas fiscais a serem adotadas deverão ser definidas após a execução do referido projeto piloto.

Assim, embora seja indiscutível a importância do debate sobre o desenvolvimento da modelagem fiscal dos projetos de E&P de recursos não convencionais, o regime a ser adotado dependerá do resultado do desenvolvimento do projeto Poço Transparente. Este será responsável por endereçar a viabilidade de exploração das bacias terrestres brasileiras e servirá como *“base para o estabelecimento de um arcabouço regulatório que trará segurança técnica, ambiental e jurídica”* (LAGE, 2013).

# 6

## Aspectos da Regulação Ambiental da Exploração de Gás Não Convencional

### 6.1 PRINCÍPIO DA PRECAUÇÃO E SUSPENSÃO EM PARTE DA 12ª RODADA

Na linha do detalhado em capítulo anterior, foram propostas pelo MPF seis ações civis públicas com vistas à suspensão dos efeitos e posterior anulação da 12ª rodada de licitações e dos contratos relativos a blocos de exploração de gás não convencional por fraturamento hidráulico, tendo como principal fundamento o princípio da precaução. Nas ações destaca-se especialmente a inexistência de estudos aprofundados a respeito dos riscos ao meio ambiente e à saúde humana que envolvem a técnica do fraturamento hidráulico, com a prévia regulamentação pelo CONAMA, e a não realização e devida publicidade da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS).

No âmbito de todas as ações foram proferidas decisões liminares para determinar a suspensão dos efeitos da licitação quanto à exploração por meio da técnica de fraturamento hidráulico e que não seja iniciada a exploração nessa modalidade, sob o fundamento da aplicação do princípio da precaução, que indicaria a necessidade de suspender a possibilidade de atividades ante a incerteza quanto a riscos decorrentes da técnica de exploração.

Cinco delas já tiveram sentenças proferidas em 2017, 2018 e 2020 (São Paulo, Paraná, Piauí, Sergipe e Acre). À exceção das ACPs do Paraná e de Sergipe, as sentenças acolheram o pedido do MPF para determinar à ANP que se abstenha de realizar licitações ou firmar contratos de concessão de blocos exploratórios, que tenham por objeto a exploração do gás não convencional pela técnica de fraturamento hidráulico enquanto não houver a realização e a publicidade da AAAS para fins de garantir o efetivo controle no uso da técnica, inclusive quanto ao depósito e posterior descarte das substâncias utilizadas no processo de exploração.

Da sentença da ACP de São Paulo, entendeu-se no caso que, em observância ao princípio da precaução, *“o fraturamento hidráulico sequer pode ser inserido como opção de técnica aos licitantes antes que as próprias repercussões da técnica, a curto, médio e longo prazo, sejam suficientemente conhecidas”*. As sentenças indicaram que o poder concedente (União/ANP) não se cercou das cautelas devidas e dos estudos apropriados que avaliassem suficientemente os riscos de danos ambientais para só então dar curso a licitação de blocos envolvendo a exploração de gás não convencional e o uso da técnica de fraturamento hidráulico.

Os TRFs da 3ª e da 5ª Regiões reformaram as sentenças em sede de apelação (2019 e 2020), entendendo que as pesquisas incentivadas pelos contratos (como a fase exploratória estendida) seriam adequadas para produzir maior conhecimento sobre as bacias e cuidariam de endereçar riscos ambientais. Nas oportunidades, afastaram a aplicação do princípio da precaução *“porque não há certeza a respeito do efetivo emprego da técnica de fraturamento hidráulico; de outro lado, há elementos que permitem afirmar que as falhas técnicas observadas no passado foram objeto de estudos e aprimoradas, sendo atualmente utilizada em países desenvolvidos como Estados Unidos, Holanda, Inglaterra e China”*.

Baldwin, Cave e Lodge (2012) destacam que a ideia básica da atuação do sistema judiciário no controle da atuação na formulação de políticas públicas ou regulação é que as cortes avaliem o respeito aos poderes conferidos pela lei aos reguladores e ao devido processo legal, coibindo atuação ilegal, irracional ou baseada em procedimento inadequado. Destacando jurisdições como a alemã e a brasileira, e incluindo referência à atuação do Ministério Público na implementação das normas ambientais (*enforcement*) no Brasil, os autores apontam a tendência de solução de

conflitos ligados à regulação por meios legais via Poder Judiciário. A judicialização do tema parece ser consequência do contexto da realização da 12ª Rodada de Licitações já exposto, especialmente quanto à incapacidade dos mecanismos usados na formulação da política de fornecerem respostas adequadas à gestão de riscos.

## **6.2 A APLICAÇÃO DO PRINCÍPIO DA PRECAUÇÃO E POSSÍVEIS CENÁRIOS PARA O CASO BRASILEIRO**

Ante esse panorama, os editais e os contratos das subseqüentes rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural da ANP (já na 17ª) não fazem referência a recursos não convencionais, embora tenham oferecido áreas de bacias terrestres em que se acredita haver potencial para esses recursos, tais como as bacias sedimentares do Amazonas, Paraná, Parnaíba, Recôncavo e Sergipe-Alagoas.

Fazendo análise da aplicação do princípio da precaução no caso dos recursos não convencionais, tem-se que estão presentes os pressupostos de aplicação, consistentes (i) no risco de danos injustos e inaceitáveis, pois potencialmente lesivos à vida humana com qualidade e ao meio ambiente, compreendendo os processos ecológicos essenciais e a diversidade e a integridade biológica (art. 225 e § 1º, da CF/1988), e (ii) incerteza científica quanto às características e comportamentos das bacias sedimentares brasileiras e ao grau de risco que a exploração de recursos não convencionais com o uso da técnica de fraturamento hidráulico pode causar à saúde humana ou ao meio ambiente. Apesar da ponderação de que muitos dos impactos decorrentes da exploração em tais moldes possam ser assemelhados àqueles oriundos da exploração de óleo e gás natural em bacias terrestres (que já utilizam formas mais intensas de estimulação dos poços, como a perfuração horizontal), o fato é que sua efetiva magnitude potencial e seus contornos não foram avaliados e, especialmente, não foram discutidos amplamente.

O princípio da precaução consiste em critério de gestão de risco que leva à avaliação da efetiva necessidade de determinada técnica ou produto e de seus impactos, propiciando o adequado planejamento da implementação das atividades e a fundamentada tomada de decisão (KOURILSKY; VINEY,

2000). No caso da 12<sup>a</sup> Rodada de Licitações, pode-se ponderar que não teriam sido extraídas as características decorrentes do recurso ao princípio da precaução, ou seja, não foram contemplados (i) o instrumento de gestão de riscos, (ii) a proporcionalidade, (iii) a análise dos custos e dos benefícios e (iv) a adequada e suficiente participação na tomada de decisão.

Já no âmbito das iniciativas legislativas, a Lei do Estado do Paraná nº 18.947/2016, o PL nº 3/2018 do Estado do Mato Grosso do Sul, a Lei nº 17.766/2019, Santa Catarina e o PL nº 834/2016 do Estado de São Paulo (os dois primeiros instrumentos propõem moratória de expedição de licenças para fraturamento hidráulico por dez anos e os últimos a proibição da técnica) podem ser considerados desproporcionais, uma vez que deixam de aplicar a possibilidade de revisão de medidas ante a evolução científica, também consequência da precaução. Mesmo no caso da moratória, os instrumentos não preveem a continuidade de avaliações sobre o tema, mostrando ímpeto meramente paralisante.

O relatório de 2020 do REATE sugere a implementação de poço experimental em área não convencional (MME, 2020). Com efeito, na linha do que consta do relatório, um projeto piloto pode ser uma oportunidade de avanço no conhecimento científico da atividade e, assim, de seus riscos e impactos no caso brasileiro e ainda seria importante para a capacitação das autoridades competentes para o licenciamento ambiental. Seria uma forma de transformar um risco incerto em risco conhecido. Essa iniciativa estaria em linha com a avaliação dos custos e dos benefícios decorrente da aplicação do princípio da precaução. Avaliação essa que auxiliaria a definição dos graus de risco, dos níveis de proteção ao meio ambiente pretendido, e dos impactos sociais e econômicos da adoção das medidas propostas (SUNSTEIN, 2005).

Ainda que esse possa ser um passo inicial bastante importante, trazendo provavelmente muito mais informação para a discussão do tema, o desenvolvimento de atividades com tal grau de risco e controvérsia dependeria da implementação de estudos de avaliação mais abrangentes e que tragam mais transparência e participação ao processo decisório. No sentido de aplicar o princípio da precaução para subsidiar a tomada de decisão política num contexto de incerteza científica, a avaliação ambiental estratégica é sugerida como instrumento.

## **6.3 ADEQUAÇÃO DO PRINCÍPIO DA PRECAUÇÃO À AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA E À REALIZAÇÃO DE PESQUISA CIENTÍFICA PARA A AVALIAÇÃO DE RISCOS E IMPACTOS POR MEIO DE PROJETO PILOTO**

Sendo o princípio da precaução critério de gestão de riscos voltado para a tomada de decisão em contexto de risco e de incerteza científica, como já avaliado, a sua aplicação pode se dar por meio de procedimentos abrangentes de avaliação dos objetivos da atividade e de seus potenciais impactos, com transparência e participação. Nesse sentido, a AAAS, de forma mais limitada, e a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), de forma mais ampla, seriam instrumentos por meio dos quais poderia se dar a aplicação do princípio (DERANI, 2008). Assim, a aplicação do princípio da precaução estaria a montante do procedimento de tomada de decisões e poderia influenciar as decisões subsequentes. Para a avaliação da possibilidade de explorar um bem ambiental ou uma técnica de geração ou distribuição de energia, como a introdução do fraturamento hidráulico, são necessários instrumentos abrangentes de avaliação de riscos, que não se restrinjam a apenas um projeto ou a um empreendimento, capazes de auxiliar a tomada de decisão.

### **6.3.1 Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS**

Antes de licitar blocos de gás natural, os órgãos e agências governamentais, especialmente a ANP e Ministério do Meio Ambiente (MMA), promovem uma série de estudos e avaliações da viabilidade econômica e ambiental da licitação.

Nesse contexto, a partir da Resolução CNPE 08/2003 estava prevista a realização de análise ambiental prévia pelo GTPEG (cf. Portaria MMA nº 218/2012). Nessa análise, o GTPEG poderia recomendar a exclusão de determinadas áreas por restrições ambientais ou indicar a possibilidade de que sejam incluídas na licitação (cf. art. 1º, I, da Resolução CNPE nº 08/2003).

Em junho de 2017, foi editada a Resolução CNPE nº 17/2017, que estabeleceu a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e revogou a Resolução CNPE nº 08/2003. De acordo com a Resolução CNPE nº 17/2017, devem ser elaborados e considerados para a outorga de áreas

estudos multidisciplinares e avaliações ambientais de bacias sedimentares com abrangência regional, para subsidiar o planejamento estratégico de políticas públicas, *“de modo a dar maior segurança e previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos”*.

Os estudos regionais deverão contemplar a análise do diagnóstico socioambiental de bacias sedimentares e da identificação dos potenciais impactos socioambientais associados às atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural e *“subsidiarão a classificação da aptidão da bacia sedimentar 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 áreas e ao respectivo licenciamento ambiental”* (art. 6º, § 1º).

Tais estudos devem ser integrados aos processos decisórios relativos à outorga de áreas e ao respectivo licenciamento ambiental. A Resolução previu ainda que, para os casos em que os estudos não tenham sido concluídos, as avaliações quanto a restrições ambientais serão elaboradas via manifestação conjunta do MME e do MMA, complementadas, nos casos de blocos terrestres, por pareceres dos órgãos ambientais estaduais competentes. As novas outorgas, portanto, estão submetidas a esta sistemática. Trata-se de uma primeira avaliação da viabilidade ambiental do desenvolvimento de determinada área. Entretanto, é apenas uma sinalização prévia dessa viabilidade. Para que a atividade possa de fato ser considerada viável do ponto de vista socioambiental é necessário o seu licenciamento ambiental específico.

As AAAS ganham especial importância com a Resolução CNPE nº 17/2017. A AAAS foi instituída pela Portaria Interministerial do MME/MMA nº 198/2012, como instrumento de responsabilidade do MME e do MMA apto a subsidiar o planejamento da outorga de blocos exploratórios de óleo e gás e a ser levado em conta nos processos de licenciamento ambiental.

Ao ser levada em conta nos processos de licenciamento ambiental, pode levar a exigências diferenciadas para a elaboração de estudos prévios de avaliação de impacto (em regra, menos complexos do que o EIA). Isso em razão de as informações aprovadas no âmbito da AAAS serem consideradas validadas. Nos termos do art. 2º, I, da Portaria Interministerial MME/MMA nº 198/2012, AAAS pode ser definida como processo de ava-

liação de impactos baseado em estudo multidisciplinar, de âmbito regional, utilizado tanto pelo MME, quanto pelo MMA, como subsídio ao planejamento estratégico de políticas públicas.

Ainda, a AAAS tem como instrumento central o Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS), que deve considerar as condições e características socioambientais de uma determinada área sedimentar, em função dos impactos e riscos ambientais associados às atividades petrolíferas e cujos resultados deverão ser levados a consulta pública.

A partir das conclusões da AAAS, as áreas sedimentares são classificadas como aptas, não aptas ou em moratória, considerando a possibilidade ou não de inclusão nos processos de outorga de blocos exploratórios ou mesmo a possibilidade de realização de ainda outros estudos. Entretanto, há previsão de que a União possa realizar fase exploratória independentemente da classificação, desde que precedida de licenciamento ambiental.

Nesse sentido, a AAAS é procedimento adequado à aplicação do princípio da precaução, prevendo estudos de impactos, possibilidade de continuidade de estudos em casos de incerteza quanto a riscos, transparência e participação, e sendo destinado a informar o planejamento de políticas públicas e a tomada de decisão.

O art. 19, II, da Portaria MMA nº 422/2011, aplicável a atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar, expressamente dispensa o empreendedor de gerar informações já disponíveis em EAAS e AAAS previamente realizados. Isso significa que as informações geradas em EAAS e AAAS podem subsidiar um EIA/RIMA ou outros estudos prévios a determinada atividade.

No Brasil, os dois primeiros Estudos Ambientais de Área Sedimentar no Brasil foram do Solimões e de Sergipe-Alagoas e Jacuípe. Eles foram conduzidos pela EPE e pela ANP, respectivamente, e acompanhados por grupos interministeriais compostos pelo MME, MMA e instituições vinculadas. Esses estudos visam subsidiar a oferta de áreas para E&P de petróleo e gás natural, diminuindo as incertezas no licenciamento ambiental e, consequentemente, na previsão da expansão.

O instrumento tem potencial para ser norteador do licenciamento de atividades relacionadas à indústria de gás natural, especialmente no campo

da oferta. Entretanto, a sua abrangência, a capacidade de sua execução na extensão pretendida e os prazos adequados para a sua elaboração ainda permanecem sendo incógnitas, sobretudo ante a ausência de precedente.

A Resolução CNPE nº 17/2017 traz a diretriz de previsibilidade do licenciamento ambiental através do diálogo entre os atores governamentais e setoriais (inciso IX, art. 1º). Para tanto, o art. 6º da Resolução estabelece que o planejamento de outorga de áreas pode levar em consideração as conclusões das avaliações ambientais de bacias sedimentares, com abrangência regional, que subsidiarão o planejamento estratégico de políticas públicas, na linha do quanto descrito em relação à AAAS.

Essas avaliações ambientais abrangem: (i) análise do diagnóstico socioambiental de bacias sedimentares; (ii) identificação dos potenciais impactos socioambientais, os quais subsidiarão a classificação da aptidão da bacia sedimentar; (iii) definição de recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de áreas e ao respectivo licenciamento ambiental (art. 6º, § 1º, da Resolução CNPE nº 17/2017).

A AAAS não deixa de ser uma forma de AAE, avaliação mais ampla do que de um projeto. No entanto, por seu caráter regional vinculado a uma bacia sedimentar, não teria alcance para a avaliação da opção política de desenvolver determinada atividade ou tecnologia.

### 6.3.2 Avaliação Ambiental Estratégica – AAE

A AAE pode ser definida como “um processo sistemático e progressivo” a ser adotado nas primeiras fases do procedimento de tomada de decisão de responsabilidade pública, para “avaliar a qualidade ambiental e as consequências das propostas alternativas e das intenções de desenvolvimento incorporadas nas iniciativas de PPP (políticas, planos e programas) garantindo a completa integração das considerações biofísicas, econômicas, sociais e políticas” (PARTIDÁRIO, 1999). Segundo Sánchez, a AAE designaria todas as formas de avaliação de impacto de ações mais amplas do que projetos individuais, referindo-se tipicamente “à avaliação das consequências ambientais de Políticas, Planos e/ou Programas (PPP), em geral no âmbito de iniciativas governamentais, embora possa também ser aplicada em organizações privadas” (2017).

A AAE está desvinculada de um projeto e propicia avaliação ampla, que integre a variável ambiental e envolva transparência e participação. Na AAE deve-se discutir as políticas públicas no seu processo de formulação, avaliando as suas consequências ambientais, integrando a variável ambiental com o mesmo peso que a social ou a econômica, com objetivo de subsidiar a tomada de decisão (MACIEL, 2011). Portanto, é instrumento adequado à aplicação do princípio da precaução como procedimento de gestão de riscos ambientais ou à saúde humana.

Neste trabalho, não há o objetivo de tratar da forma e dos métodos da elaboração da AAE. Haveria, em linhas gerais, dois modelos principais de AAE: (i) considera uma extensão da avaliação de impacto ambiental, numa abordagem de projetos de baixo para cima (*bottom-up*); e (ii) integrado na formulação de políticas de forma abrangente e de cima para baixo (*top-down*) (MACIEL, 2011). Tais modelos fariam frente aos dois principais objetivos da AAE: dar conta do caráter limitado da avaliação de impactos socioambientais por projeto e instruir processo de tomada de decisão no âmbito de políticas públicas que integre a variável ambiental, sendo adequado ao desenvolvimento sustentável (MACIEL, 2011). Nesse último sentido parece estar sua grande utilidade e sua proximidade com os objetivos e consequências da aplicação do princípio da precaução.

Interessa a capacidade da AAE de informar os ciclos de elaboração, execução e revisão dos processos de planejamento e de gestão das PPPs (MACIEL, 2011). Está relacionada ao ciclo de decisão e à ideia de continuidade de tomada de sucessivas decisões estratégicas, na qual deve ser integrada a variável ambiental. A AAE seria ajustável ao tipo e à amplitude da avaliação e ao desenvolvimento do tema ou atividade objeto da avaliação (MACIEL, 2011). Caráter compatível com as características de reavaliação ante a evolução científica e de subsídio ao planejamento do princípio da precaução.

A AAE, como o princípio da precaução, encerraria um processo voltado para a tomada de decisões, que deve discutir as opções estratégicas influenciando sua definição. Aplica-se a políticas públicas e não somente à avaliação prévia de PPPs que darão origem a procedimentos de licenciamento ambiental (SÁNCHEZ, 2017). Não seria aplicável apenas em contexto de incerteza científica e riscos de danos injustos ambientais, mas bem se prestaria a esses casos em que incidente o princípio da precaução. Na AAE se avaliaria a realização ou não de uma atividade ou

implementação de uma técnica, alternativas para o alcance de objetivos sociais e econômicos, com a integração da variável ambiental e participação dos interessados. A AAE exige maior transparência e melhor governança (SÁNCHEZ, 2017), o que torna o processo de decisão mais legítimo e menos sujeito a atrasos e a questionamentos. Deveria ainda facilitar a integração entre os diferentes órgãos formuladores de políticas públicas de forma a integrar a variável ambiental ainda nos processos de preparação e planejamento para decisões governamentais, sendo a responsabilização, a participação e a transparência eixos de tal instrumento (OLIVEIRA, 2014).

A participação social em contexto de decisão sob incerteza, como meio de gestão democrática dos riscos, é especialmente importante já que informa os objetivos que a sociedade presente quer preservados, sem se restringir a uma análise puramente econômica de custo-benefício e *“objetivando sempre prevenir/minimizar os indesejáveis efeitos da falha técnica”* (AYALA et al., 2011).

Segundo Prieur, a AAE tem potencial para produzir decisões de forma eficiente levando em conta questões ambientais de forma consistente, usando menos recursos e exigindo menos discussões quando da operacionalização da decisão. Ainda destaca que a AAE proporciona aumento da governança e, em consequência, incrementa a confiança pública nas PPPs baseadas em maior transparência (PRIEUR, 2015).

Pode-se concluir que a adoção da AAE na fase de planejamento (i) integraria a variável ambiental no estágio inicial do procedimento de tomada de decisão, dando maior consistência e celeridade às fases de execução da PPP; e (ii) tenderia a evitar embates judiciais, por trazer racionalidade ao procedimento e contar com a participação prévia da sociedade e dos órgãos de controle no procedimento, o que implica maior aceitabilidade das decisões administrativas e ganhos de segurança jurídica para os empreendedores. No plano internacional, no âmbito da Convenção de Espoo de 1991, da qual o Brasil não é parte, que cuida da avaliação de impactos ambientais num contexto transfronteiriço, foi firmado o Protocolo de Kiev sobre AAE (PRIEUR, 2015). A União Europeia tem uma diretiva sobre AAE (Diretiva 2001/42/CE), que visa garantir que determinados planos e programas, com potenciais efeitos significativos no ambiente, sejam sujeitos a uma avaliação ambiental.

No Brasil, embora haja uma série de iniciativas para a implementação da AAE (SÁNCHEZ, 2017), o instrumento não é objeto de previsão legal. Essa seria uma das razões para a sua pequena implementação.

No caso dos recursos não convencionais a proposta é que fosse realizada uma AAE para avaliar as possibilidades e os impactos do desenvolvimento de gás não convencional no Brasil e fornecer um quadro de avaliação integrada para tomada de decisão, bem como contribuir para o estabelecimento e/ou aprimoramento de condições políticas, regulatórias e sustentáveis necessárias para que tal exploração, se o governo assim decidir, ocorra no país de maneira segura e responsável (ARAÚJO, 2016). Seria forma de aplicação do roteiro da precaução, com a possibilidade de estabelecer medidas proporcionais e levar em conta as análises de custos e benefícios.

A AAE para recursos não convencionais (especialmente gás não convencional com uso da técnica de fraturamento hidráulico) realizaria avaliação: (i) de riscos, impactos e fatores que influenciam a aceitabilidade social e recomendaria medidas de mitigação ambiental apropriadas; (ii) sobre a pertinência da criação de observatórios científicos para adquirir conhecimento em uma base contínua e sólida; (iii) dos benefícios socioeconômicos da exploração do recurso não convencional e das condições econômicas que maximizariam a receita para o governo/sociedade (ARAÚJO, 2016). Além do que, a AAE seria capaz de estabelecer orientações e parâmetros para a avaliação ambiental de projetos exploratórios nas bacias sedimentares licitadas para desenvolvimento de gás não convencional no Brasil e fornecer informações para que as decisões sobre a exploração de gás não convencional possam ser baseadas em evidências (SÁNCHEZ, 2008). Para atingir esses objetivos, a AAE precisaria considerar a exploração e as atividades de produção relacionadas com o desenvolvimento de gás não convencional através de diferentes cenários de forma ampla e integrada e incluir uma avaliação de todos os riscos e oportunidades sociais, econômicas e materiais biofísicos associados com a indústria, com transparência e participação social (SÁNCHEZ, 2008; ARAÚJO, 2016). A AAE deve também avaliar e propor soluções – discutidas com a sociedade – considerando a finitude dos projetos e dos recursos. A respeito, note-se que o art. 225, § 2º, da CF/1988 obriga aquele que explorar recursos minerais a recuperar o meio ambiente degradado. É também princípio da Política Nacional do Meio Ambiente a recuperação de áreas degradadas e,

para isso, a obrigação da apresentação de um plano (Lei nº 6.938/1981 at. 2º, VIII, e Decreto nº 97.632/1989) apresentando as medidas a serem adotadas quando do término das atividades, com objetivo de retorno da área à qualidade ambiental anterior à exploração mineral (TRENNEPOHL, 2016). Ocorre que a previsão de simples volta do meio natural ao estado anterior deixa de considerar ainda outros aspectos do fim da exploração como a manutenção da economia dos Municípios impactados e qual será o suprimento de energia das fontes consumidoras com o fim do gás natural produzido no local. Esses aspectos decorrentes do descomissionamento da atividade devem também ser objeto da AAE.

De todo modo, em linha com o que consta de relatório do REATE 2020, para estruturar projeto de poço piloto (transparente) (ARAÚJO, 2016), é necessário conduzir processo de licenciamento ambiental que, ainda que seja simplificado pelo caráter experimental da atividade, deve ser conduzido com cautelas que minimizem os impactos que o projeto visa aprofundar e conhecer.

## 6.4 LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE EXPLORAÇÃO DE RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

Por suas características técnicas – como visto, com aplicação de tecnologia já conhecida –, as atividades de exploração de recursos não convencionais são, em linhas gerais, equivalentes às demais atividades da indústria de petróleo para fins de licenciamento ambiental. Assim, além de avaliação de impactos da técnica de fraturamento hidráulico, devem ser levados em consideração para o licenciamento (i) a localização dos projetos e (ii) o porte da atividade.

As atividades de perfuração de poços e exploração e produção de gás natural (E&P) se enquadram como *“atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos ambientais”*, conforme anexo VIII da Lei nº 6.938/1981 (Política Nacional do Meio Ambiente), e anexo I da Resolução CONAMA nº 237/1997.

Os procedimentos para o licenciamento ambiental de E&P de petróleo e gás estão regulamentados pelas Resoluções CONAMA nº 23/1994 e 237/1997.

## 6.4.1 Competência Federal para o licenciamento ambiental de recursos não convencionais e possibilidade de delegação

A competência referente às atividades de licenciamento e de fiscalização ambiental é comum da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, de acordo com o art. 23 da CF/1988, regulamentado pela Lei Complementar (LC) nº 140/2011 e pelo Decreto nº 8.437/2015.

Como as bacias com potencial para desenvolvimento de atividades envolvendo o fraturamento hidráulico são terrestres e não marinhas, em princípio o seu licenciamento ambiental seria de competência dos Estados.

Ocorre que o Decreto nº 8.437/2015 afirma ser competência da União – e, assim, do órgão ambiental federal, que é o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) – o licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, na hipótese de:

**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. (art. 3º, VI, c)

Por recurso não convencional de petróleo e gás natural entende-se o 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. 2º, XXIX, do Decreto nº 8.437/2015)

A competência administrativa do IBAMA no caso da indústria do petróleo e gás para as fases de E&P é bastante ampla, cabendo-lhe grande parte do licenciamento ambiental (MIRANDA *et al.*, 2018). Esse licenciamento é conduzido internamente pela Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC).

É possível a delegação de competência do IBAMA a órgãos ambientais estaduais que sejam capacitados para conduzir o licenciamento ambiental

em questão (art. 4º, V e art. 5º da LC 140/2011), o que, em princípio, poderia se aplicar a atividades de exploração de recursos não convencionais.

Como indica a Orientação Jurídica Normativa 43/2012/PFE/IBAMA: *“a LC nº 140/2011 previu a possibilidade de delegação de competência licenciatória entre os entes federativos, o que exige a formalização de um instrumento de cooperação, seja ele convênio (com repasse de recursos financeiros) ou acordo de cooperação (sem transferência orçamentária)”*.

### 6.4.2 Licenciamento Ambiental de E&P

Conforme assente no Decreto nº 99.274/1990, que regulamenta a PNMA, o procedimento de licenciamento ambiental envolve a elaboração de estudos de impacto ambiental seguida, em se constatando a viabilidade ambiental do empreendimento, a emissão de licenças ambientais por fases.

No caso das atividades de (i) extração de combustíveis fósseis (no que se inclui gás não convencional e GN), (ii) gasodutos, (iii) usinas de geração de eletricidade acima de 10 MW e unidades industriais, os empreendimentos dependem da elaboração de estudo de impacto ambiental (EIA) e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA).

Tal estudo deve contemplar alternativas tecnológicas e de localização do projeto, inclusive a hipótese de não realizar o empreendimento, identificar e avaliar sistematicamente os impactos ambientais positivos e negativos, definir os limites geográficos das áreas de influência direta e indireta, e considerar planos e programas para as áreas atingidas.

Caso seja ultrapassada a fase de estudos e avaliações prévias, considerando-se viável ambientalmente o empreendimento, passa-se à emissão de:

- i) Licença Prévia (LP), na fase preliminar do planejamento de atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo;
- ii) Licença de Instalação (LI), autorizando o início da implantação, de acordo com as especificações constantes do Projeto Executivo aprovado; e
- iii) Licença de Operação (LO), autorizando, após as verificações necessárias, o início da atividade licenciada e o funcionamento de seus

equipamentos de controle de poluição, de acordo com o previsto nas Licenças Prévia e de Instalação.

De acordo com a Resolução CONAMA nº 237/1997, as licenças teriam os seguintes prazos: para LP, máximo de cinco anos; para LI, máximo de seis anos; e para LO, entre quatro e dez anos.

Os pedidos de renovação das licenças devem ser apresentados com no mínimo 120 dias de antecedência da data expiração da validade para que a licença anterior permaneça válida e eficaz até a nova análise pelo órgão ambiental, que terá seis meses a contar do protocolo do requerimento para análise da solicitação.

O licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração e à lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural têm procedimento específico, regulamentado pela Resolução CONAMA nº 23/1994.

Esta resolução considera como atividade de exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural as seguintes atividades: (i) a perfuração de poços para identificação das jazidas e suas extensões; (ii) a produção para pesquisa sobre viabilidade econômica; e (iii) a produção efetiva para fins comerciais.

Nesse sentido, seria aplicável às atividades relacionadas à exploração de recursos não convencionais.

Em geral, a atividade de produção é precedida pela etapa de desenvolvimento e pela fase exploratória, que conta com a aquisição de dados geofísicos, geoquímicos e geológicos, que envolve perfurações de poços exploratórios e para avaliar tecnicamente a formação em que se encontrou o gás. Cada uma dessas etapas ou fases é precedida de um licenciamento ambiental específico.

As licenças previstas para as atividades são: (i) licença prévia para perfuração (LPper), autorizando a atividade de perfuração e apresentando, o empreendedor, para a concessão deste ato, Relatório de Controle Ambiental (RCA), das atividades e a delimitação da área de atuação pretendida; (ii) licença prévia de produção para pesquisa (LPpro), autorizando a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida, apresentando, o empreendedor, para a concessão deste ato, o Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA); (iii) licença de instalação (LI), autorizando,

após a aprovação do EIA ou RAA e contemplando outros estudos ambientais existentes na área de interesse, a instalação das unidades e sistemas necessários à produção e ao escoamento; (iv) licença de operação (LO), autorizando, após a aprovação do Projeto de Controle Ambiental (PCA), o início da operação do empreendimento ou das unidades, instalações e sistemas integrantes da atividade, na área de interesse (art. 5º, da Resolução CONAMA nº 23/91994). No caso de um projeto piloto de perfuração de poço para intensificação de pesquisas, poderia haver uma simplificação de procedimentos para que se concedessem, por exemplo, licenças para atividades de teste, a exemplo do licenciamento simplificado de teste de longa duração previsto pela Portaria MMA nº 422/2011 para licenciamento ambiental federal das atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural situados no ambiente marinho e em zona de transição terra- mar (art. 16, § 1º). Note-se que, naquele caso, a atividade deve envolver a perfuração de apenas um poço e devem ser caracterizados seus impactos não significativos, como, em princípio, seria o caso de um poço piloto de gás não convencional.

Tal simplificação da avaliação de impactos e do licenciamento ambiental ficaria reforçada caso a bacia sedimentar em questão tivesse sido objeto de AAAS ou EAAS. A Portaria MMA nº 422/2011 expressamente prevê que o IBAMA “*dispensará o empreendedor de gerar informações já disponíveis*” nesses estudos e avaliações abrangentes. No momento, foram elaborados os EAAS do Solimões e de Sergipe-Alagoas e Jacuípe.

### 6.4.3 Experiências internacionais

Nos EUA e Canadá – países onde a atividade de exploração de gás não convencional teve bom desenvolvimento – não haveria uma sistemática de licenciamento ambiental comparável à brasileira. Pelos arranjos federativos e institucionais desses países, em princípio, as atividades de E&P não estão sujeitas a procedimentos tão bem estabelecidos de avaliações prévias pelos órgãos ambientais.

Nesses países, o controle dessas atividades é feito a partir de normas que protegem determinados recursos ambientais, como o ar, água e espécies pesqueiras, podendo haver exigências estaduais específicas.

No Canadá, a agência de meio ambiente e mudanças climáticas é responsável pela implementação da lei de proteção ambiental, que inclui controle de substâncias perigosas (*Canadian Environmental Protection Act*, 1999), e pela lei da pesca (*Fisheries Act*, 1985). No país, a concessão para a exploração de hidrocarbonetos, inclusive gás não convencional, não inclui a propriedade das terras. Assim, os proprietários das terras e em especial por povos aborígenes (povos originários) devem ser consultados antes da exploração. Neste último caso, há também uma agência e legislação específica para cuidar de óleo e gás em áreas indígenas (*First Naton reserve lands*).

Nos EUA, a agência ambiental federal (EPA) tem a competência de implementar as leis de ar limpo e de água potável (*Clean Air Act*, 1990 e *Safe Drinking Water Act*, 1996). Em relação a exploração de recursos não convencionais a agência visa garantir a gestão segura de resíduos e fluidos de perfuração e manutenção de padrões de qualidade do ar. Nesse sentido, tem programas especiais a serem seguidos pelos empreendedores de requisitos para a injeção de fluidos para minimizar riscos às fontes de água subterrânea e de padrões de emissões de gases, alterados em 2020.

Em 2016, a EPA conduziu estudo sobre impactos do fraturamento hidráulico em fontes subterrâneas de água potável e identificou os seguintes aspectos que incrementariam riscos nesse sentido e que deveriam ser evitados: (i) captação de água para fraturamento hidráulico em tempos ou áreas de baixa disponibilidade de água, particularmente em áreas com recursos de água subterrânea limitados ou em declínio; (ii) derramamentos durante o manuseio de fluidos de fraturamento hidráulico e produtos químicos ou água produzida que resultam em grandes volumes ou altas concentrações de produtos químicos atingindo os recursos hídricos subterrâneos; (iii) injeção de fluidos de fraturamento hidráulico em poços com integridade mecânica inadequada, permitindo que gases ou líquidos se movam para os recursos hídricos subterrâneos; (iv) injeção de fluidos de fraturamento hidráulico diretamente nos recursos hídricos subterrâneos; (v) descarga de águas residuais de fraturamento hidráulico tratadas de forma inadequada para águas superficiais; e (vi) descarte ou armazenamento de águas residuais de fraturamento hidráulico em poços não revestidos, resultando na contaminação dos recursos hídricos subterrâneos.

Tais experiências, indicam a importância de que os órgãos governamentais tenham adequado nível de informação e assim informem à sociedade sobre os riscos da atividade para adequada tomada de decisão.

# 7

## Conclusão

O presente estudo analisou os principais aspectos ambientais, econômicos e de mercado da regulamentação brasileira das atividades de exploração e produção de gás não convencional, levantando potenciais ineficiências e oportunidades que possam ser endereçadas de modo a criar um ambiente institucional mais favorável ao desenvolvimento do setor no Brasil. As análises contaram com revisão das regulamentações brasileira e americana e com contribuições de especialistas, por meio de questionário e entrevistas.

As avaliações dos especialistas indicaram, principalmente, a necessidade de endereçamento adequado aos riscos da produção de gás não convencional, aprofundamento do conhecimento geológico do potencial brasileiro, melhoramento das condições logísticas para desenvolvimento das atividades de exploração e produção, melhoria da segurança jurídica e percepção pública favorável.

Tendo em vista as peculiaridades técnicas e geológicas das reservas não convencionais – esgotamento dos poços, profundidade das reservas e qualidade das reservas –, que trazem riscos 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. A dificuldade para os formuladores das políticas fiscais é garantir um equilíbrio entre os interesses dos Estados e dos particulares, de modo a atingir o denominador comum, qual seja: o desenvolvimento de projetos com altos níveis de receita, o que permite maior remuneração aos agentes e maior renda disponível para ser tributada.

A comparação com a regulamentação de estados americanos apontou deficiências na abordagem de um dos principais riscos associados ao fraturamento hidráulico, o armazenamento e descarte de fluidos, que pode levar à contaminação de aquíferos e do solo devido à toxicidade do fluido de fraturamento. Como possíveis aperfeiçoamentos à regulamentação brasileira, sugere-se a inclusão da criação de parâmetros claros para prevenção de vazamentos em superfície e migrações indesejadas de subsuperfície, dado que as atividades relativas aos fluidos de flowback são críticas à garantia da qualidade ambiental do entorno das regiões de produção de gás não convencional. Também se mostrou relevante a consideração da introdução de medidas para reciclagem e/ou reuso de fluidos.

A partir da análise da bibliografia estudada é possível concluir que a exploração e produção de gás não convencional no Brasil tem como principal barreira a regulamentação nacional insuficiente. Mesmo com os esforços do governo, por meio de projetos e programas específicos, a ausência de uma legislação de peso, que englobe os principais riscos da aplicação do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais, oportuniza a desconfiança da sociedade civil quanto à segurança socioambiental e a incerteza da indústria quanto aos seus deveres e obrigações. Esse ambiente causou proibições devido à falta de licença social e afastou investidores.

Uma solução considerada viável para que se possa iniciar esse tipo de E&P no país é o desenvolvimento bem-sucedido de programas como o Projeto Poço Transparente e o Programa REATE 2020. O progresso destes projetos trarão conhecimento acerca da melhor forma de utilizar a água, entender melhor os possíveis riscos desta técnica e desenvolver formas de lidar com eles. Conforme forem adquiridos novos conhecimentos, estes

devem ser compartilhados de maneira transparente e acessível à comunidade científica e à sociedade como um todo.

Assim, será possível o desenvolvimento, junto a cientistas e interessados, de uma regulação que ofereça segurança socioambiental, determine deveres aos operadores, esclareça os órgãos governamentais competentes para determinadas ações. O mais importante é que, para garantir a segurança, utilize-se de maneira consciente o princípio da precaução, de modo que não impeça o desenvolvimento econômico afastando investidores, caso seja muito rígida, mas que também não seja irresponsável, na situação de permissão de atividades de alto risco.

A implantação de projeto de poço piloto parece adequada à aplicação do princípio da precaução ao caso, pois possibilitaria a identificação de eventuais riscos e de medidas de mitigação. Essa iniciativa estaria em linha com a avaliação dos custos e dos benefícios decorrente da aplicação do princípio da precaução. Avaliação essa que auxiliaria a definição dos graus de risco, dos níveis de proteção ao meio ambiente pretendido, e dos impactos sociais e econômicos da adoção das medidas propostas. Teria o importante efeito de procurar conhecer os riscos ainda sob o manto da incerteza. A iniciativa também se prestaria a qualificar os órgãos ambientais para o licenciamento ambiental e, por ser um projeto monitorado, poderia ter a consequência de trazer maior segurança para os servidores dos órgãos ambientais poderem licenciar os empreendimentos.

A efetiva implementação da técnica de fraturamento hidráulico em larga escala dependeria da realização de estudos de avaliação mais abrangentes e que tragam mais transparência e participação ao processo decisório. No sentido de aplicar o princípio da precaução para subsidiar a tomada de decisão política num contexto de incerteza científica, a AAE é sugerida como instrumento adequado, que, em conjunto com a AAAS (dedicada a uma bacia), poderia ser instrumento abrangente que viabilizasse a avaliação ampla dos efeitos socioambientais antes, durante e depois da atividade de exploração. Como indica Milaré, *“ademais de todas as vantagens de natureza decisória e operacional, a AAE é um instrumento – uma escola, mesmo – de capacitação e formação dos agentes sociais e ambientais, inserindo-os numa visão holística globalizante e de longo prazo”* (MILARÉ, 2015). A AAE não está ainda regulamentada, o que sugere a conveniência de sua regulamentação para o caso do gás não convencional.

Desta forma, com a comunicação transparente e acessível quanto aos riscos e benefícios com a sociedade civil, e uma regulação de peso e baseada em conhecimento científico, a E&P de gás não convencional contará com importantes fatores para obtenção da licença social, essencial para que esse tipo de trabalho se desenvolva plenamente, e restaurará a confiança das empresas nesse tipo de atividade no país, trazendo investidores e impulsionando o mercado de gás não convencional nacional.

## Referências

ABE, Donato Seiji Abe. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais: GESTÃO E GOVERNANÇA DE RECURSOS HÍBRIDOS

RELACIONADOS À EXPLORAÇÃO DE GÁS NÃO-CONVENCIONAL. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

ACC (American Chemistry Council). Economics & Statistics Department, "Shale gas, competitiveness, and new US chemical industry investment: An analysis based on announced projects," May 2013.

Agência Internacional de Energia – IEA. *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*. ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Processo Administrativo 48610.010646/2013-76. "Proposta de Regulamentação de Fraturamento Hidráulico Não Convencional". 2013a

ANP. Contrato de Concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. 2013b.

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.

ANDRADE, Breno; SCHNEIDER, Daniele; PEREIRA, Eduardo; DELGADO, Fernanda; ANDRADE, Isabella de; SIMOES, Juliana; LEMOS, Victor. Perspectivas socioeconômicas para o Brasil: PERCEPÇÃO PÚBLICA. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

ARAÚJO, R. R. de. Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento de gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos. Tese (Doutorado em Ciências). Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016.

ARAÚJO, Renata Rodrigues. Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento de gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos. [S. l.], p. 314, 2016.

AYALA, Patrick de Araújo *et al.* *Cooperação internacional para a preservação do meio ambiente: o direito Brasileiro e a Convenção de Aarhus*. In: *Revista Forense*, v. 413, ano 107, janeiro-junho de 2011, p. 539.

BAKER INSTITUTE. Shale Gas and U.S. National Security. Baker Institute Policy Report, n. 49. Houston, Texas, out. 2011.

BALDWIN, Robert; CAVE, Martin; LODGE, Martin. *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford University Press, 2012.

BLATTNER, STEPHANIE. A REGULAÇÃO DIANTE DE INCERTEZAS CIENTÍFICAS: Um estudo sobre a possibilidade de exploração e produção de shale gas no Brasil. Rio de Janeiro. [S. l.], 2017.

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.

BRASIL. Constituição Federal de 1988.

BRASIL. Decreto nº 8.437/2015. Regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar 140/2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm).

BRASIL. Lei nº 6.938/1981. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L6938.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L6938.htm). Nos termos dessa Lei, são atividades potencialmente poluidoras a “perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural”.

BRASIL. Lei complementar 140/2011. Fixa normas para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas 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, nos termos dos incisos III, VI e VII do caput e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/LCP/Lcp140.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/LCP/Lcp140.htm).

BRASIL. Resolução CONAMA 237/1997. <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>

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

CHAMBERS, M. LNG projects face more delays, blowouts: IEA. 2013. Retrieved from <http://www.theaustralian.com.au/business/mining-energy/lng-projects-face-more-delays-blowouts-iea/story-e6frg9df-1226667134309>

CIMINELLI, Renato; GOME, Marcos A. O.; SIFFERT, Paulo Vitor; LACERDA, Katharina. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos sócioambientais: COMUNICAÇÃO E GOVERNANÇA EM TERRITÓRIOS DE GÁS. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

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

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.

DERANI, Cristiane. Direito Ambiental Econômico. 3ª ed. São Paulo: Saraiva, 2008, p. 152.

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

ECODEBATE. Gás de Xisto: a festa de despedida dos combustíveis fósseis ?. 2013. Disponível em: <<https://www.ecodebate.com.br/2013/11/04/gas-de-xisto-a-festa-dedespedida-doscombustiveis-fosseis-artigo-de-jose-eustaquiodiniz-alves/>>.

EIA – U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook, 2014; Lisa Steyn, “Sasol cracks major US fracking deal,” Mail & Guardian, September 20, 2013, <http://mg.co.za/article/2013-09-20-00-sasol-cracks-major-us-fracking-deal>.

EIA – U.S. Energy Information Administration. Natural Gas Annual 2019. U.S. Department of Energy. Office of Energy Production, Conversion, and Delivery. 2020. Disponível em: <<https://www.eia.gov/naturalgas/annual/>>.

ENGLUND, J. and A. Mittal. U.S. shale: a game of choices. Deloitte University Press. (2014)

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 24/05/2021

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

FERREIRA, Vinícius Gonçalves; LIMA, Jussara da Silva Diniz; LIMA, Gustavo Filemon Costa; DUARTE, Joyce Castro Menezes. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais: CONSIDERAÇÕES SOCIOAMBIENTAIS SOBRE AS MÍDIAS

NO-FRACKING E PRÓ-FRACKING. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. v. 8p. 1-246.

FERSHEE, Joshua P. North Dakota expertise: a chance to lead in economically and environmentally sustainable hydraulic fracturing. *NDL Rev.*, v. 87, p. 485, 2011.

FEYRER, James; MANSUR, Erin T.; SACERDOTE, Bruce. Where's my fracking job? Geographic dispersions of economic shocks from hydrofracturing. Work. Pap., Dartmouth College, 2014.

FGV. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos sócioambientais: ÁGUA COMO EIXO REGULATÓRIO UNIVERSAL PARA EXPLORAÇÃO SUSTENTÁVEL DE GÁS NÃO-CONVENCIONAL. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS,

Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

FITZGERALD, Timothy; RUCKER, Randal R. US private oil and natural gas royalties: estimates and policy considerations. Available at SSRN 2442819, 2014.

GOMES, Adson; NASCIMENTO, Madson Moreira; LOPES, Wilson Araújo; FILHO, Miguel Andrade; ANJOS, Jeancarlo Pereira dos; ROCHA, Gisele Olímpio da; PEREIRA, Pedro Afonso de P.; ANDRADE, Jailson Bittencourt de. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais: POTENCIAIS IMPACTOS NA QUALIDADE DO AR DECORRENTES DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE SHALE GAS. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

GRADIJAN, Francis. State regulations, litigation, and hydraulic fracturing. *Envtl. & Energy L. & Pol'y J.*, v. 7, p. 47, 2012.

HATZENBUHLER, H. and T.J. Centner. 2012. Regulation of Water Pollution from Hydraulic Fracturing in Horizontally-Drilled Wells in the Marcellus Shale Region, USA. *Water* 4(4): 983-994. <https://www.epa.gov/uog#uic> e <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry/actions-and-notice-about-oil-and-natural-gas#regactions>, acesso em 20.05.2021. <https://www.epa.gov/uog#uic> e <https://www.epa.gov/sdwa>, acesso em 20.05.2021. <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/natural-gas/shale-tight-resources-canada/regulation-shale-and-tight-resources/17680>, acesso em 20.05.2021.

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.

JACOBY, Henry D.; O'SULLIVAN, FRANCIS M.; PALTSEV, Sergey. The influence of shale gas on US energy and environmental policy. *Economics of Energy & Environmental Policy*, v. 1, n. 1, p. 37-52, 2012.

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.

KOURILSKY, Philippe; VINEY, Geneviève. *Le Príncipe de Précaution*. Paris: Odile Jacob, 2000, pp. 215/216.

KRUPNICK, A., Gordon, H., Olmstead, S. Pathways to dialogue: what experts say about the environmental risks of shale gas development. RFF Report. Resources for the Future. Washington DC, fevereiro de 2013.

KULANDER, C. S. Shale Oil and Gas State Regulatory Issues and Trends. *Case Western Reserve Law Review*, 63(4):1101-1141. 2013. Disponível em: <<https://scholarlycommons.law.case.edu/caselrev/vol63/iss4/7>>.

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: 13/05/2021.

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.

MACHADO, Paulo Affonso Leme. *Direito Ambiental Brasileiro*. 22a ed. São Paulo: Malheiros, 2014, p. 115.

MACIEL, Marcela Albuquerque. Políticas Públicas e Desenvolvimento Sustentável: a Avaliação Ambiental Estratégica como Instrumento de Integração da Sustentabilidade ao Processo Decisório. In: *Congresso Brasileiro de Direito Ambiental (16: 2011: São Paulo, SP) PNMA: 30 anos da Política Nacional de Meio Ambiente / coords. Antonio Herman Benjamin, Eladio Lecey, Sílvia Cappelli, Carlos Teodoro José Hugueney Irigaray*. – São Paulo: Imprensa Oficial do Estado de São Paulo, 2011. 2v, pp. 462/463.

MANILOFF, Peter; MASTROMONACO, Ralph. The local economic impacts of hydraulic fracturing and determinants of Dutch disease. Division of Economic and Business Working Paper Series, Colorado School of Mines, 2014.

MANOEL, Hugo; BALEEIRO, Diego; SILVA, Rafael Bastos. O Poço Transparente – Programa REATE 2020. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). *Recursos Não Convencionais*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

MARTIGNONI, W. P.; RODRIGUES, W. J. B. Petrosix oil shale technology learning curve. In: *Symposium on oil shale*. 2002.

MEDEIROS, Hirdan; CUPERTINO, Sílvia; MOUTINHO, Edmilson. Atualidades Regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro: Panorama do desenvolvimento de Gás Não Convencional: Perspectivas Para o caso Brasileiro. In: Rio de Janeiro: Synergia, 2018. a.

MEDEIROS, Hirdan; CUPERTINO, Silvia; MOUTINHO, Edmilson. Atualidades Regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro: Visão Geral das questões Relativas ao Licenciamento Ambiental nas Etapas de Exploração e Produção de Gás Natural. In: Journal of Chemical Information and Modeling. Rio de Janeiro: Synergia, 2018. b.

MILARÉ, Édís. Direito do Ambiente. 10ª ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2015.

MIRANDA, M. F.; COSTA, HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS; ARAUJO, R. R.; SANTOS, V. E. S. VISÃO GERAL DAS QUESTÕES RELATIVAS AO LICENCIAMENTO AMBIENTAL NAS ETAPAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Silvia Andrea Cupertino; Edmilson Moutinho dos Santos. (Org.). Atualidades Regulatórias do mercado de gás brasileiro. 1ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2018, v. 1, p. 165-200.

MIRANDA, Mariana Fernandes; COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros. Princípio da precaução: gestão de risco e planejamento ambiental estratégico. 2018. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

MME. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. 2020, p. 16.

MOREIRA, Rubens Martins; FILHO, Carlos Alberto de Carvalho. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socioambientais: IMPACTOS AMBIENTAIS, MEDIDAS MITIGATÓRIAS E AVALIAÇÃO PRÉVIA. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

NICHOLSON, B. R. United States. 2015. Disponível em: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/129592/unitedstates#section>. Acesso em: 03/07/2018.

OLIVEIRA, Raisa Lustosa de. Licenciamento ambiental: avaliação ambiental estratégica e (in)eficiência da proteção do meio ambiente. Curitiba: Juruá, 2014, p. 153.

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.

PARTIDÁRIO, Maria. Strategic environmental assessment – principles and potential. In: Handbook of environmental impact assessment, vol. 1, J. Petts. Oxford: Blackwell, 1999, p. 60/73.

PEREIRA, Eduardo G.. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos sócio-ambientais: QUESTÕES LEGAIS DOS RISCOS AMBIENTAIS. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

PEREIRA, Eduardo; MEDEIROS, Hirdan Catarina; MOUTINHO, Edmilson; NETO, João Carbone; SANTOS, Anabal; FREITAS, José Fernando de. RECOMENDAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DE UMA INDÚSTRIA NÃO-CONVENCIONAL NO BRASIL. In:

DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

PRIEUR, Michel. *Avaliação do Impacto Ambiental em um Contexto Transfronteiriço, especificamente sobre atividades relacionadas à energia nuclear*. In: *Avaliação Ambiental Estratégica: possibilidades e limites como instrumento de apoio à sustentabilidade*. Maria Cláudia S. A. Souza (coord.). Belo Horizonte: Arraes Editores, 2015, p. 6. Rahm, D. Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: the case of Texas. Energy Policy Vol. 39, Issue 5, 2011.

RAIMI, Daniel; NEWELL, Richard G. Oil and gas revenue allocation to local government in eight states. Durham, NC: Duke University Energy Initiative, 2014.

RICCOMINI, Claudio; MOURA, Thaís Tevisani; SANT'ANNA, Lucy Gomes. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos sócioambientais: IMPACTO POTENCIAL DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO ESTIMULADO (FRACKING) NOS RECURSOS HÍDRICOS SUBTERRÂNEOS IMPACTOS POTENCIAIS DURANTE A PERFURAÇÃO DOS POÇOS. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS,

Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

RICHARDSON, N., Gottlieb, M., Krupnick, A., Wiseman, H. The state of state shale gas regulation. RFF Report. Resources for the Future. Washington DC, junho de 2013.

ROBERSON, T. W. Environmental Concerns of Hydraulically Fracturing a Natural Gas Well. Utah Environmental Law Review, 32(1):67-134. 2012.

ROSSI, Julia. Bolsonaro sanciona Nova Lei do Gás. [S. l.], p. 1-5, 2021. Disponível em: <http://wp.rcgilex.com.br/bolsonaro-sanciona-lei-do-gas/>. SILVA, Tirzah Loriato Moraes; BRITO, Thiago Luis Felipe; LIMA, Lucas Mota De; COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson. Estratégias nacionais para o desenvolvimento do gás natural em terra: políticas para destravar os recursos não-convencionais. XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, [S. l.], 2020.

SÁNCHEZ, Luis Enrique. *A Avaliação Ambiental Estratégica e sua aplicação no Brasil*. 2008. Disponível em: [http://www.iea.usp.br/publicacoes/textos/aaartigo.pdf/at\\_download/file](http://www.iea.usp.br/publicacoes/textos/aaartigo.pdf/at_download/file), acesso em 10.02.2021.

SÁNCHEZ, Luis Enrique. *Por que não avança a avaliação ambiental estratégica no Brasil?* Revista Estudos avançados, São Paulo, v. 31, n. 89, abril/2017 pp. 167/183.

SPENCE, D. B. Federalism, regulatory lags, and the political economy of energy production. University of Pennsylvania Law Review, 161(2):431-460. 2013.

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

SUNSTEIN, Cass R. *Laws of Fear: beyond the Precautionary Principle*. Cambridge University Press, 2005, pp. 129/130.

SUNSTEIN, Cass R. *Laws of Fear: beyond the Precautionary Principle*. Cambridge University Press, 2005, p. 129/130.

TAIOLI, Fábio Taioli. Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos socio-ambientais: SISMICIDADE INDUZIDA. In: DELGADO, Fernanda; MOUTINHO DOS SANTOS, Edmilson (org.). Recursos Não Convencionais. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

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

TRENNEPOHL, Curt; TRENNEPOHL Terence. Licenciamento Ambiental. 6ª ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2016.

U.S. EPA. 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, 2016.

VÁSQUEZ CORDANO, Arturo L.; ZELLOU, Abdel M. Super cycles in natural gas prices and their impact on Latin American energy and environmental policies. Resources Policy, [S. l.], v. 65, n. April 2018, 2020. DOI: 10.1016/j.resourpol.2019.101513.

VINSON&ELKINS. Global Fracking Resources: Oklahoma. Disponível em: <https://www.velaw.com/shale-fracking-tracker/resources/oklahoma/>. Atualizado em outubro de 2020.

WEBER, Jeremy G. The effects of a natural gas boom on employment and income in Colorado, Texas, and Wyoming. Energy Economics, v. 34, n. 5, p. 1580-1588, 2012.

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

# Anexo I – Questionário Aplicado aos Especialistas da Rede Gasbras

## PARTE 1 – ESPECIFICIDADES DO CONTEXTO BRASILEIRO

- 1 Quais seriam os principais gargalos (técnicos, logísticos, de ambiente de negócios ou de qualquer natureza) para produção de gás não convencional no Brasil?
- 2 Como você qualificaria o nível de conhecimento geológico sobre o potencial de gás não convencional no Brasil?
- 3 Quais são as áreas/regiões com potencial para gás não convencional no Brasil?
- 4 Nessas áreas/regiões identificadas, o desenvolvimento de atividades de exploração e produção de gás não convencional enfrentaria desafios técnicos e/ou logísticos? Quais seriam?
- 5 Como os riscos e impactos potenciais decorrentes do fraturamento hidráulico se relacionam com essas áreas/regiões?
- 6 O estabelecimento de indicadores para parâmetros de segurança das atividades de fraturamento hidráulico necessitaria de variações em relação aos internacionais? Seria necessário considerar especificidades do contexto brasileiro?

- 7 Há empresas e mão de obra suficientes no Brasil com conhecimento e expertise para desenvolvimento de projetos com fraturamento hidráulico?
- 8 As instituições de ensino no Brasil possuem atualmente capacidade para formar a mão de obra que seria necessária para atender à demanda de profissionais que atuarão na exploração e produção de gás não convencional?
- 9 Na sua opinião, quais medidas ou iniciativas poderiam ser adotadas com relação a políticas de inovação, desenvolvimento tecnológico e/ou conteúdo local para desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil?
- 10 Quais iniciativas poderiam ser adotadas para favorecer o engajamento ou aceitação pública de comunidades locais em projetos de exploração e produção de gás não convencional?
- 11 Na sua opinião, qual o papel das universidades no desenvolvimento das atividades de exploração e produção de gás não convencional no Brasil?

## **PARTE 2 – RISCOS E IMPACTOS POTENCIAIS DECORRENTES DA ATIVIDADE DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO**

- 1 Quais os principais riscos ambientais associados ao procedimento de fraturamento hidráulico?
- 2 Quais os potenciais impactos negativos ambientais, sociais e econômicos que podem ocorrer nas proximidades de áreas em que seja utilizado fraturamento hidráulico?
- 3 Como esses riscos e impactos se diferenciam daqueles relacionados às atividades de exploração e produção de óleo e gás convencionais?
- 4 Quais medidas podem ser adotadas para prevenção desses riscos e impactos?
- 5 Quais medidas podem ser adotadas para mitigação desses riscos e impactos?

- 6 Na sua opinião, em regra, a abrangência desses impactos seria restrita a uma determinada localidade ou seria regional, envolvendo mais de um Município ou Estado?
- 7 Na sua opinião, quais indicadores seriam relevantes para garantir a segurança da aplicação de fraturamento hidráulico?
- 8 Na sua opinião, para participação em leilões de áreas com potencial para recursos não convencionais, seriam necessários requisitos diferenciados para habilitação de empresas de petróleo?

### **PARTE 3 – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

- 1 Existem indicadores utilizados em outros países que possam estabelecer parâmetros de segurança da atividade de fraturamento hidráulico?
- 2 Quais os principais casos de impacto negativo (e suas causas) em subsuperfície ou superfície relacionados à atividade de fraturamento hidráulico na experiência internacional?
- 3 Na experiência internacional, houve caso de inviabilização, na prática, de operação de fraturamento hidráulico devido a regulação muito restritiva?
- 4 Como os empreendimentos de exploração e produção de gás não convencional se relacionam com as comunidades locais?  
Quais políticas ou medidas apresentaram bons resultados de engajamento da população?

### **PARTE 4 – OUTROS COMENTÁRIOS**

- 1 Há outros pontos relevantes que não foram tratados nas perguntas anteriores ou algum comentário que queira incluir?

## Anexo II – Protocolo para Boas Práticas Regulatórias em Gás Não Convencional no Brasil

**Autores:** Thiago Luis Felipe Brito, Vitor Emanuel Santos, Tirzah Loriato Moraes Silva, João Carbone, Owen Lee Anderson, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Edmilson Moutinho dos Santos, Eduardo G Pereira, Paulo Negrais Carneiro Seabra, Matheus Rebelo Gomes Rodrigues, José Fernando de Freitas, Mariana Miranda, Gabriela Passos, Nathalia Weber.

**Instituições Apoiadoras:** Universidade de São Paulo, Universidade Federal da Bahia, Pontifícia Universidade do Rio Grande do Sul, Universidade Federal de Minas Gerais, Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Considerando que o desenvolvimento de atividades não convencionais de exploração de petróleo e gás exige métodos e tecnologias específicos, como fraturamento hidráulico e perfuração horizontal;

Considerando a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo, que dentre suas providências, tratou da exploração de petróleo e gás natural, foi responsável pela criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e estabeleceu o modelo de concessão para a exploração de hidrocarbonetos;

Considerando a Portaria Interministerial nº 198, de 5 de abril de 2012, que instituiu a exigência de Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS) para blocos exploratórios de petróleo e gás;

Considerando a 12ª Rodada de Licitações da ANP de 28 de novembro de 2013, que ofertou blocos para exploração *onshore* de recurso não convencional;

Considerando as diretrizes da Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014, que dispunha sobre regras para exploração de petróleo e gás não convencional;

Considerando o Decreto Federal nº 8.437, de 22 de abril de 2015, que regulamentou que o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) tem primazia regulatória sobre o processo de licenciamento ambiental de operações não convencionais de petróleo e gás;

Considerando que foram propostas pelo MPF seis ações civis públicas com vistas à suspensão dos efeitos e posterior anulação da 12ª rodada de licitações e dos contratos relativos a blocos de exploração de gás não convencional por fraturamento hidráulico (ACP 5005509-18.2014.404.7005 – Paraná; ACP 0005610-46.2013.4.01.4003 – Piauí, ACP 0030652-38.2014.4.01.3300 – Bahia, ACP 0006519-75.2014.4.03.6112 – São Paulo; ACP 0800366-79.2016.4.05.8500 – Sergipe e ACP 0001849-35.2015.4.01.3001 – Acre), no âmbito das quais foram proferidas limiares (entre 2013 e 2016) e cinco sentenças (entre 2017 e 2020) suspendendo os resultados da 12ª Rodada de Licitações da ANP para blocos específicos e determinando que a agência se abstenha de realizar certames tendo como objetos contratos envolvendo exploração de gás não convencional, com fundamento no Princípio da Precaução e na falta de estudos ambientais importantes anteriores (AAAS) nas áreas, a pretexto de permitir a implantação segura de sistemas hidráulicos nas operações de fraturamento e descarte;

Considerando o Relatório “Uso de Hidrocarbonetos em Reservatórios Não Convencionais no Brasil”, publicado em maio de 2016 pelo Comitê Técnico de Meio Ambiente do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (CTMA/PROMINP), que compilou os elementos críticos para a exploração de fontes de recursos não convencionais em escala internacional;

Considerando os objetivos do Programa de Revitalização para Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas

Terrestres (REATE), vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME), lançado em janeiro de 2017 e com edição de 2020, para fortalecer o setor e aumentar a produção *onshore* de petróleo e gás;

Considerando a Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 24 de junho de 2019, que recomenda diretrizes para o livre mercado do gás natural e, em seu artigo 7º, estimulou a exploração de bacias terrestres;

Considerando as legislações estaduais que dizem respeito ao fraturamento hidráulico, como:

- Lei Estadual do Paraná nº 18.947, de 22 de dezembro de 2016, que proibia as operações por dez anos e fornecia requisitos ambientais adicionais após esse período;
- Lei Estadual do Paraná nº 19.878, de 3 de julho de 2019, que revoga a Lei 18.947 e proíbe permanentemente o fraturamento hidráulico no Estado;
- Lei Estadual de Santa Catarina nº 17.766, de 13 de agosto de 2019, que proíbe a exploração e a produção de óleo e gás de xisto (óleo e gás de folhelho, sinônimo para gás não convencional) pelos métodos de fratura hidráulica (*fracking*);
- Projeto de Lei no Estado de São Paulo nº 834/2016, ainda em tramitação.

Considerando que existem representantes da sociedade civil preocupados com os eventuais impactos que as atividades de exploração de gás não convencional no Brasil, mais especificamente as operações de fraturamento hidráulico, possam exercer sobre o meio ambiente e populações locais;

As leis, resoluções, ações, estudos e posições mencionados acima justificam a necessidade de um protocolo para orientar pesquisas e projetos-piloto, visando a implantação e o desenvolvimento de atividades de exploração e produção de gás natural não convencional no país. Portanto, a Rede de Pesquisa e Desenvolvimento de Gás Natural Não Convencional no Brasil (GASBRAS), apresenta, a título de colaboração, **as seguintes práticas regulatórias para exploração técnica e ambientalmente segura de petróleo e gás natural não convencional por meio de fraturamento hidráulico no Brasil:**

## 1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Atualmente, as bacias brasileiras identificadas para potencial exploração de gás não convencional estão em terra (MME, 2019). A estrutura regulatória para essas operações, como de resto para qualquer outro aspecto da indústria de óleo e gás, deve ser robusta em termos de avaliação de riscos, transparência e garantindo a participação da sociedade através dos mecanismos de consulta e de audiência públicas vigentes. Após as ações civis mencionadas anteriormente, algumas cidades brasileiras, o Estado do Paraná e o Estado de Santa Catarina decidiram proibir o fraturamento hidráulico, enquanto o Estado de São Paulo discute sua proibição em seus territórios. No entanto, pouco se sabe dos possíveis impactos que operações de fraturamento hidráulico irão ocasionar nas formações de gás não convencional de regiões brasileiras com potencial para sua exploração, o que justifica a existência de um projeto piloto. Entretanto, para que tal projeto possa ser implementado, é necessário assegurar que o marco regulatório existente esteja devidamente estabelecido (MEDEIROS, 2020).

O fraturamento hidráulico é um componente essencial de operações de gás não convencional, mesmo que este processo tenha alguns potenciais riscos, como indução de sismos. O desenvolvimento dos projetos também resulta na injeção de água e seu consequente resíduo (sinônimo para fluido de retorno, ou *flowback*). Os fluidos devem ser dispostos adequadamente, sendo um dos destinos a sua reinjeção em formações de subsuperfície que são receptivas a eles (MME, 2019; LIMA e ANJOS, 2015; SILVEIRA, 2018; MIRANDA e COSTA, 2019).

Abalos sísmicos, em sua maioria, são ocasionados por causas naturais (tectonismo), mas em algumas situações, esses tremores podem ter como causa a ação antrópica, como: injeção de fluidos em subsuperfície, extração de óleo e gás, represamento de grandes corpos d'água, projetos geotérmicos, extração de minérios, obras civis, dentre outras (NICHOLSON e WESSON, 1992).

Tratando-se da indústria de petróleo, os sismos induzidos são, em sua maioria, provenientes de dois grandes grupos de classificações (NICHOLSON e WESSON, 1992): os relacionados à injeção de fluidos e consequente aumento da pressão de poros, como nos métodos de recuperação secundária, terciária e, mais recentemente, no fraturamento hidráulico (HEALY *et al.*, 1968); ou

relacionados ao fenômeno da subsidência, em campos onde já houve uma grande produção de fluido (DOSER, BAKER e MASON, 1991; PENNINGTON *et al.*, 1986a). Vale ressaltar que o número de sismos registrados e relacionados ao fraturamento hidráulico tem uma frequência bem menor quando comparados aos outros mencionados (KIM, 2013).

Abordando os sismos induzidos apenas por injeção de fluidos em subsuperfície, há uma relação íntima com a propagação de falhas. Durante a injeção, ocasionalmente, o fluido introduzido a altas pressões migra através dos poros das rochas, gerando fraturas ou então reativando as já existentes (BC OIL AND GAS COMMISSION, 2012). Nesse sistema perturbado, há um grande aumento da pressão de poros que, somados às tensões *in-situ*, pode causar um deslizamento das falhas, gerando os sismos.

As formações de gás não convencional podem apresentar falhas, e o bombeamento de fluidos de fraturamento, ou reinjeção de *flowback* na rocha podem reativar falhas ou movimentá-las, essa movimentação pode causar sismos (KIM, 2013). Esses microssismos podem ser detectados na superfície e ocasionalmente causar algum dano perceptível. Portanto, o licenciamento dessas operações deve considerar esses fenômenos e estabelecer medidas mitigatórias adequadas, monitoramento e instrumentos razoáveis de maneira a preservar adequadamente o meio ambiente e a saúde humana sem, no entanto, desencorajar o investimento no desenvolvimento do gás não convencional.

O fluido de fraturamento consiste em água, pequenas quantidades de produtos químicos e agentes de sustentação ou propantes (areia ou base cerâmica). Tanto a reutilização, como o descarte desse fluido de fraturamento devem ser regulamentados. Em muitos casos, esse fluido é descartado em formações de subsuperfície no subsolo. O licenciamento dessas atividades deve estabelecer claramente os critérios para o descarte do fluido de retorno, quer seja na superfície ou injetados em formações de subsuperfície (MME, 2019).

Na questão da disponibilidade hídrica, a resolução ANP nº 21/2014 estabelece que a água deve ser preferencialmente de fontes inadequadas ao consumo humano. Vale a pena acrescentar, durante o processo de licenciamento que, caso venha a ser utilizada fonte de água adequada ao consumo humano, não deve haver comprometimento do abastecimento das comunidades locais (LIMA e ANJOS, 2015; ANP, 2014; BLATTLER, 2017).

Para a definição desses aspectos de forma centralizada, é importante a existência de arcabouço regulatório adequado. A avaliação mais ampla dos riscos envolvidos poderia ser objeto de avaliação ambiental estratégica (instrumento amplo de planejamento) e de AAAS (instrumento de avaliação por bacia sedimentar). A partir desses resultados, a regulação ambiental se daria de forma robusta e com menor possibilidade de questionamento judicial.

No contexto de avaliação prévia de riscos, a implantação de projeto piloto parece adequada ao momento de incerteza quanto a aspectos socioambientais e técnicos da exploração de gás não convencional.

Tanto a avaliação ambiental estratégica quanto o projeto piloto devem ser capazes de antecipar eventuais impactos socioeconômicos e ecológicos relacionados às operações de exploração de recursos não convencionais.

Portanto, indicamos que os seguintes aspectos devem ser considerados:

- Definição da possibilidade de delegação do IBAMA para os órgãos estaduais.
- As recomendações do relatório do REATE para implementação de um projeto piloto para incrementar o conhecimento sobre as operações de não convencionais pode ser um bom caminho para a capacitação de pessoal responsável para administrar o licenciamento ambiental dessas atividades (MME, 2019). O planejamento desse projeto deve ser conduzido por uma instituição independente e preferencialmente acadêmica, financiada com recursos públicos ou privados com o maior nível possível de transparência e publicidade.
- A avaliação ambiental estratégica deve abordar, em nível regional:
  - i) Riscos, impactos e mitigação de danos;
  - ii) A criação de observatórios científicos para registrar uma base de conhecimento estável e contínua para operações terrestres de gás não convencional- em particular para operações de fraturamento hidráulico;
  - iii) Os benefícios sociais e econômicos para o cidadão, governo, indústria, prestadores de serviços, investidores e outros atores da sociedade local e nacional.

## 2 PREVENÇÃO E COMPENSAÇÃO DE DANOS:

### 2.1 Terremotos e sismicidade induzida devido a reinjeção de água salgada

Como mencionado no tópico anterior, a atividade do fraturamento hidráulico pode dar origem a sismos induzidos, entretanto o que é mais comum são sismos associados ao descarte de água. Atkinson, *et. al.* (2016), estudou a relação entre fraturamento hidráulico e sismicidade na bacia sedimentar de *Western Canada*, e obteve como resultado que cerca de 1% dos poços de descarte analisados para o período de 1985 a 2015 estavam associados a sismos com valores superiores a 3 na escala *Richter* (capazes de serem sentidos em superfície), enquanto esse valor era de apenas 0,3% para poços em que houve a operação de fraturamento hidráulico.

Já nos Estados Unidos, em 2011, vários estudos relataram terremotos de magnitude até 5,7 nas áreas de *Medford*, *Cherokee* e *Praga* no estado de Oklahoma. *Fort Worth*, Texas, perto do *Barnett Shale* (formação geológica das rochas sedimentares do Mississipi na Bacia de *Bend Arch-Fort Worth*), que não sofre terremotos há 140 anos, relatou cerca de 18 tremores secundários menores (de 1 a 3 na escala *Richter*) entre 2008 e 2011. Terremotos mais recentes ocorreram em *Fairview* (5,1) e *Edmond* (4,3) (LIMA & ANJOS, 2015; SILVEIRA, 2018).

Em boa parte dos casos de Oklahoma, tal sismicidade foi induzida pelo acúmulo de água salgada reinjetada, um produto natural associado a produção de óleo e gás, seja ela convencional ou não, na formação de *Arbuckle*, que fez com que as falhas da formação se tornassem mais escorregadias, propensas a movimentos e com maior facilidade para liberação de energia (sismos). A formação *Arbuckle* tem sido usado em Oklahoma por muitas décadas e, portanto, recebeu grandes quantidades de água salgada de descarte, seja ela associada a injeção da água produzida que já está condida na rocha reservatório convencional ou não-convencional, água produzida associada a operação de recuperação (*waterflooding*) ou então a água de *flowback* que foi utilizada na operação de fraturamento hidráulico, conforme aponta (MURRAY, 2013).

Em resposta, o Estado de Oklahoma, agindo através de seu órgão regulador de petróleo e gás, a *Oklahoma Corporation Commission*, impôs sever-

ras restrições à nova reinjeção de água salgada e fechou 700 poços de descarte. A Universidade do Texas acaba de lançar um estudo em outubro de 2019 que sugere que as operações de fraturamento são a causa de alguns terremotos na bacia do Permiano, no oeste do Texas (U.S. GEOLOGICAL SURVEY & SHERROD, 2016).

A maioria dos terremotos que ocorrem no Brasil não é percebida pela população, por serem tremores de baixa magnitude na escala *Richter* (menor que 3), registrados por sensores espalhados por todo o país, sendo percebidos pelas pessoas quando ocorrem perto de centros urbanos, principalmente em prédios altos. Assim, a maioria de suas estruturas e população não está adaptada a terremotos e suas consequências potencialmente prejudiciais (SILVEIRA, 2018). Portanto, inspirados na experiência do estado de Oklahoma, sugerimos as seguintes práticas regulatórias para conduzir atividades exploratórias seguras em poços não convencionais de petróleo e gás no Brasil:

- Estudo geológico detalhado das áreas-alvo do gás não convencional precisa de uma atividade prévia relevante para consolidar conhecimentos específicos, delimitar reservas potenciais e avaliar a localização e a geometria dos poços exploratórios em relação às descontinuidades geológicas (falhas, fraturas etc.). A avaliação geomecânica permitirá a definição do regime deformacional e do campo de tensão associado a essas estruturas; condições necessárias para a construção do poço; e descrição dos parâmetros a serem utilizados no fraturamento hidráulico. Esses estudos permitirão que o fraturamento hidráulico seja realizado com segurança, reduzindo assim o potencial de impactos negativos na sociedade.
- Criação de um mecanismo para monitorar e controlar a quantidade de águas residuais (*flowback*) geradas pelos poços de petróleo e gás, a maneira como as formações são usadas para o descarte e a sismicidade. As universidades membros do projeto GASBRAS já mantêm laboratórios em todo o Brasil, que podem fornecer esse serviço de monitoramento. As empresas operadoras devem explicitar o manejo da água de *flowback* e reportar as quantidades reinjetadas mensalmente. Um nível de limite deve ser definido para cada local de descarte, embora ainda precisemos de mais dados

sobre formações para estabelecê-los. Uma vez atingido este limite, as operações de descarte devem ser desativadas para esse local.

- Plano de respostas deve ser preparado para atender a qualquer evento de sismicidade que esteja acima de um nível que possa causar danos às estruturas na superfície. Esse plano de segurança deve incluir etapas para fechar os poços de descarte e quaisquer poços fraturados que provavelmente tenham contribuído para a sismicidade. O plano de resposta deve ser apresentado e aprovado como parte do processo de licenciamento ambiental.
- Estudos que averiguem a viabilidade e os benefícios de que as empresas que realizam operações de gás não convencional e descarte colaborem para criação de um Fundo para Terremotos e Impactos, como forma de garantir seguros ou ambos, para cobrir danos a terceiros que não estejam envolvidos em tais atividades. Esse fundo poderia ser estabelecido avaliando-se uma taxa por barril no descarte de água salgada, produção de gás não convencional ou ambos. Avaliações sobre a natureza, forma de administração, gestão, dentre outras questões desse Fundo, também, merecem análises e estudos.

## 2.2 Impactos na superfície e população vizinha

É esperada uma série de impactos nas áreas adjacentes a qualquer atividade de exploração e produção em terra. O impacto do desenvolvimento contínuo das operações de recursos não convencionais se assemelha às atividades de exploração e produção convencionais. As estradas existentes provavelmente sofrerão um estresse adicional, devido ao transporte de equipamentos e fluidos para o fraturamento hidráulico e seu descarte. Adicionalmente, é possível que seja necessária a construção de novas estradas para permitir o acesso de veículos aos locais dos poços (ARAÚJO, 2016; CTMA/PROMINP, 2016). Já existe legislação no Brasil cobrindo parte destes aspectos, bem como indicando as entidades responsáveis. Concordamos, portanto, com as recomendações fornecidas pelo CTMA/PROMINP:

- Evitar selecionar áreas para operações de gás não convencional priorizadas para a conservação da biodiversidade;
- Considerar a compatibilidade entre os usos atuais e futuros da terra, considerando o zoneamento;

- Definir ajustes destinados a otimizar o espaço ocupado para o descarte de equipamentos e instalações (número de poços, densidade ou espaçamento de base);
- Instalar bases de poços, sempre que possível, próximo às faixas de tubulações existentes para minimizar a conversão de áreas em novas faixas de servidão para conectar poços;
- Restaurar as áreas afetadas pelas atividades de construção e desenvolvimento da produção;
- Definir programas de monitoramento e programação de inspeção pós-abandono.

Estas medidas não diferem daquelas geralmente empregadas na exploração e produção de recursos petrolíferos convencionais.

### 3 POLÍTICAS DE INOVAÇÃO, TECNOLOGIA E CONTEÚDO LOCAL

A exploração de recursos não convencionais no Brasil é uma nova fronteira empolgante e desafiadora que pode trazer melhorias significativas para o desenvolvimento dos índices sociais e da economia nacional, sendo uma maneira de promover inovações e acesso mais amplo à energia. Em uso desde o final da década de 1940 nos Estados Unidos (e desde a década de 1960 no Brasil), o fraturamento hidráulico e outras tecnologias relacionadas à exploração de recursos não convencionais ainda são desconhecidas pela maior parte da força de trabalho brasileira, tendo em vista que praticamente não ocorreu esse tipo de atividade no país.

Entretanto, se levarmos em consideração as várias empresas que atuam em projetos de gás não convencional, como operadoras ou prestadoras de serviço de reservatórios não convencionais, com experiência internacional mas que não atuam no Brasil com tal atividade, é necessário que ocorra a facilitação da mobilização e uso de tecnologias, equipamentos e os conhecimentos necessários ao desenvolvimento da atividade no Brasil, mormente se considerarmos a intensa atividade desenvolvida na Argentina. Como forma de facilitar a disseminação do conhecimento disponível, sugerimos implementar um projeto para compilar e organizar

resultados atuais e futuros de estudos acadêmicos e projetos-piloto em uma biblioteca de referência digital para uso de autoridades governamentais, acadêmicos, potenciais investidores e outras partes interessadas.

## 4 REQUERIMENTOS FICAIS MÍNIMOS E INCENTIVOS

A ausência de informações é prejudicial para a formulação de políticas e regulamentos relevantes para projetos não convencionais. Assim, ainda precisamos obter uma quantidade significativa de dados sobre formações de gás não convencional, para entender sua composição e estrutura e promover a exploração segura de tais reservas. Para desbloquear o potencial de recursos de gás não convencional, propomos as seguintes ações:

- A ANP deve estabelecer um regime de royalties apropriado para a produção não convencional de petróleo e gás em terra. Deve-se levar em consideração o risco de tais projetos, uma vez que ainda há pouco conhecimento sobre essas formações no Brasil e sua potencial lucratividade para os investidores. Sugerimos um regime especial para a eventual produção de projetos-piloto, que buscam remover parte da atual incerteza;
- Estudos para analisar os benefícios de criação de um Fundo de Pesquisa Acadêmica coordenado por instituições de pesquisa brasileiras para subsidiar estudos com experiência apropriada, por exemplo, pelo menos 50% de todos os pesquisadores envolvidos devem ser mestres ou doutorandos. Entre os projetos iniciais, o Fundo poderia apoiar a perfuração de poços piloto, liderados pela equipe GASBRAS, juntamente com parceiros privados, que complementaríamos os custos de CAPEX e OPEX;
- Este Fundo poderia estar sob administração da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) para apoiar outras atividades do GASBRAS e outros eventos similares. Nesse sentido, a Rede poderia ser institucionalizada para se tornar um projeto de referência e agregar mais Universidades e centros de pesquisa;
- Destinação de pelo menos 25% dos royalties arrecadados para serem divididos igualmente entre o Fundo de Pesquisa Acadêmica acima mencionado e o Fundo de Terremotos e Impactos, sugerido neste Protocolo.

## 5 REGULIÇÕES LOCAIS E OBRIGIÇÕES

Uma das opções para o desenvolvimento de gás não convencional no Brasil é possibilitar que cada campo seja microgerido de maneira diferente, ao invés de ser gerenciado por uma estrutura regulatória prescritiva. Devido ao uso intensivo da superfície em operações de gás não convencional, a necessidade de regulamentação do uso da terra no município deve ser considerada. Entretanto, caberia ao governo federal a regulamentação de saúde, segurança e meio ambiente, em benefício da uniformidade ideal, ao mesmo tempo em que permite certa flexibilidade na condução das operações de gás não convencional e reduz os atrasos e os custos associados à burocracia desnecessária. Nesse sentido recomendamos que:

- A ANP deve estabelecer regras regulatórias que permitam alguma flexibilidade e diretrizes específicas para projetos piloto, a fim de facilitar a avaliação dos recursos de gás não convencional do Brasil, consistentes com a proteção da saúde, segurança e meio ambiente;
- A promoção de um fórum ou canal de comunicação para lidar com o conflito de interesses entre as competências federal e local (estadual e municipal). Os formuladores de políticas e legisladores devem esclarecer a precedência das restrições impostas à exploração não convencional e ao uso de fraturamento hidráulico;
- Incentivos devem ser fornecidos para usos específicos do gás natural produzido a partir de fontes não convencionais. Se o gás puder ser consumido próximo à localização das reservas, os impactos sobre a área de superfície e a necessidade de infraestrutura de transporte (caminhões e tubulações) poderão ser minimizados. Um exemplo potencial para esse uso local pode ser o uso de gás não convencional em uma usina de ciclo combinado próxima construída para este propósito;
- Também, recomendamos estudos sobre políticas públicas que promovam e estimulem a manutenção do desenvolvimento e crescimento econômico e de oferta de energia após a finitude dos recursos.

A rigor, sendo os recursos petrolíferos bens da União e sendo sua competência legislar sobre petróleo, gás e energia federal, a proibição local da exploração de gás não convencional somente poderia ser amparada em peculiaridades locais devidamente justificadas. Caso não haja tal peculiaridade, eventual norma proibitiva local deve ser afastada.

## REFERÊNCIAS:

ANP. RESOLUÇÃO ANP N 21, DE 10.4.2014 – DOU 11.4.2014. Brazil, 2014. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Artigos/dados\\_tecnicos/resolucoes/ResolucaoANP\\_712014.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Artigos/dados_tecnicos/resolucoes/ResolucaoANP_712014.pdf).

ARAÚJO, Renata Rodrigues. Aspectos regulatórios e institucionais do desenvolvimento de gás não convencional: uma análise comparativa entre Brasil e Estados Unidos. [S. l.], p. 314, 2016.

ATKINSON, G. M. *et al.* Hydraulic fracturing and seismicity in the western Canada sedimentary basin. *Seismological Research Letters*, v. 87, n. 3, p. 631–647, 2016.

BLATTLER, Stephanie. 2017. A REGULAÇÃO DIANTE DE INCERTEZAS CIENTÍFICAS: Um estudo sobre a possibilidade de exploração e produção de shale gas no Brasil. Rio de Janeiro. [S. l.], 2017.

CTMA/PROMINP. Aproveitamento de Hidrocarbonetos em Reservatórios não convencionais no Brasil. Brasília: Comitê Temático de Meio Ambiente, Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural, 2016.

LIMA, Átila Campos De; ANJOS, José Ângelo Sebastião Araujo Dos. Shale Gas: Riscos Ambientais De Sua Produção Para O Brasil. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, 2015. DOI: 10.19177/rgsa.v4e02015167-180.

MEDEIROS, Gabriela. Justiça libera contratos da 12a Rodada. 2020. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/justica-libera-contratos-da-12a-rodada/> Acesso em: 19 nov. 2020.

MIRANDA, Mariana Fernandes; COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros. 2019. Relevância do gás natural na matriz energética brasileira e os reservatórios não convencionais. [S. l.], [s.d.].

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. [s.l.]: Ministério de Minas e Energia, 2019.

MURRAY, K. E. State-scale perspective on water use and production associated with oil and gas operations, Oklahoma, U.S. *Environmental Science and Technology*, v. 47, n. 9, p. 4918-4925, 2013.

SILVEIRA, Evanildo Da. Brasil tem, sim, terremotos – e há registro até de tremor com “pequenos tsunamis”. 2018. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/geral43671313>. Acesso em: 19 nov. 2020.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY; SHERROD, Brian. Induced Seismicity Issues Oklahoma City Oil & Gas Conservation Division, Oklahoma Corporation Commission, 2016.

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).