

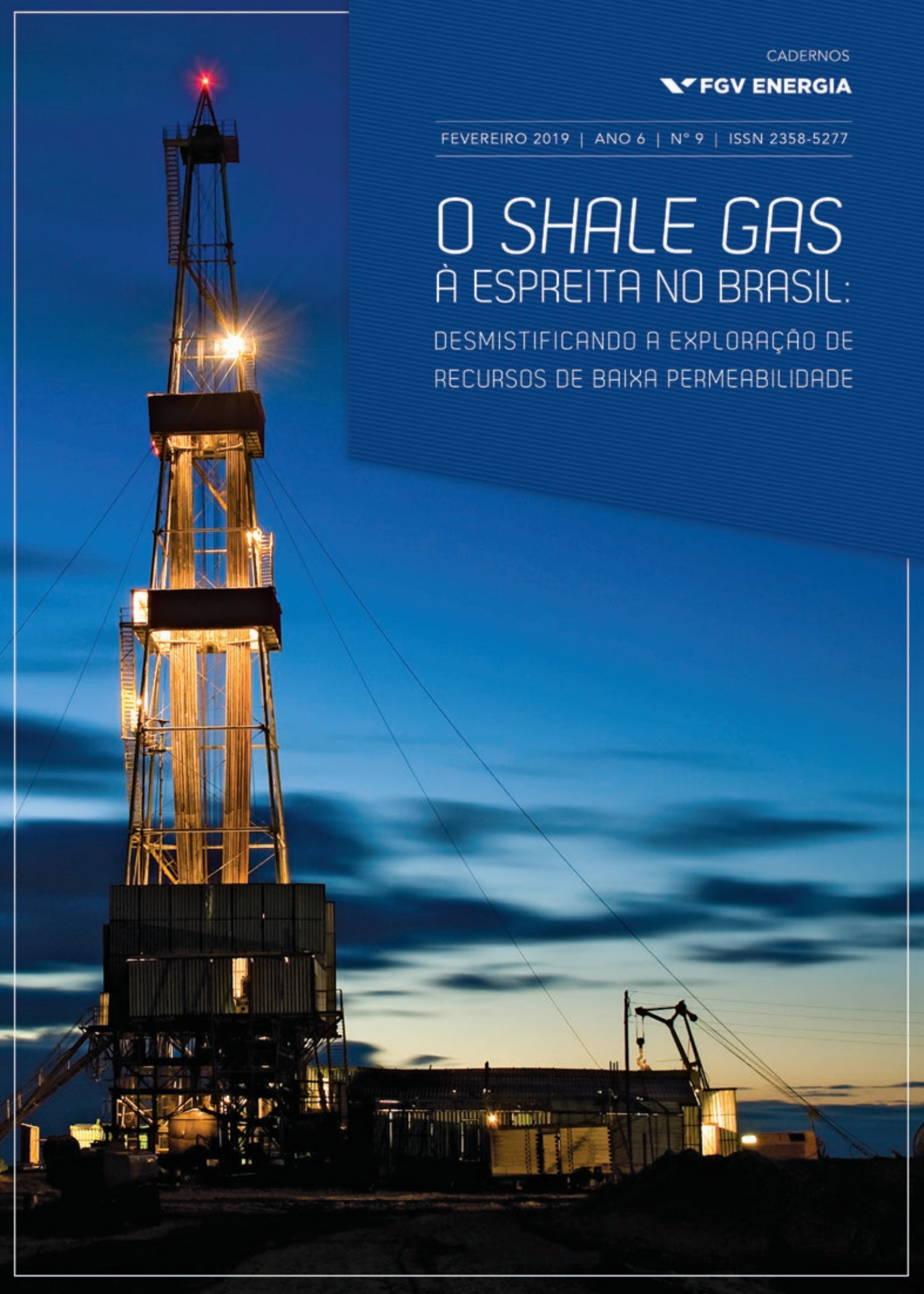
CADERNOS

FGV ENERGIA

FEVEREIRO 2019 | ANO 6 | Nº 9 | ISSN 2358-5277

O SHALE GAS À ESPREITA NO BRASIL:

DESMISTIFICANDO A EXPLORAÇÃO DE
RECURSOS DE BAIXA PERMEABILIDADE



O SHALE GAS

À ESPREITA NO BRASIL:

DESMISTIFICANDO A EXPLORAÇÃO DE
RECURSOS DE BAIXA PERMEABILIDADE



Colaboração



**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE TÉCNICA*Coordenação*

Fernanda Delgado

Autores

Fernanda Delgado

Fernanda Moraes

FGV Energia

Raul Rechden

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

Eduardo Carara,

Fernando Boeger Tezza,

Izabella Patrícia Borges Spoladore,

Luiza Machado da Silva,

Mariana Ferreira Zanotto,

Maycon Decker,

Selso Eziquiel de Souza Junior,

Vivian de Mello Cionek

UDESC – Universidade do Estado de Santa Catarina

EQUIPE DE PRODUÇÃO*Coordenação Operacional*

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

**ESCRITÓRIO**

Praia de Botafogo, 210 - Cobertura 02, Rio de Janeiro I RJ, CEP: 22250-145
Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles
e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

**SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS
E RESPONSABILIDADE SOCIAL**

Luiz Roberto Bezerra

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

CONSULTORES ESPECIAIS

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

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes
Fernanda de Freitas Moraes
Gláucia Fernandes
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Priscila Martins Alves Carneiro
Tamar Roitman
Thiago Gomes Toledo
Vanderlei Affonso Martins

ASSISTENTES ADMINISTRATIVAS

Ana Paula Raymundo da Silva
Cristiane Parreira de Castro

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

Apresentação

A FGV Energia, no âmbito das suas atividades de pesquisa, tem os **Cadernos FGV Energia** como uma de suas principais ferramentas de investigação dos entraves e oportunidades para segmentos específicos do setor energético. Este caderno apresenta um aprofundado diagnóstico sobre a exploração de reservatórios de baixa permeabilidade no Brasil, – em especial o *shale gas* - por meio do levantamento das perspectivas de diferentes atores – e tem por finalidade desmitificar e esclarecer a sociedade sobre a possibilidade de recursos nacionais de baixa permeabilidade, aqui denominados, na maioria das vezes, como *shale gas*.

Deste modo, o caderno **O *shale gas* à espreita no Brasil: desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade** apresenta o resultado de pesquisas realizadas pela FGV Energia, em conjunto com a Universidade Federal de Santa Catarina e a Universidade do Estado de Santa Catarina. De uma forma geral, esse trabalho busca:

- i) Criar um arcabouço estruturado sobre o *shale gas* no Brasil e no mundo no que concerne exploração, infraestrutura, projetos piloto e regulação;
- ii) Levantar e investigar, por meio de técnicas de análise de dados avançadas, as possibilidades de exploração do recurso na bacia do Recôncavo;
- iii) Sensibilizar os tomadores de decisão sobre a importância do projeto do poço transparente.

A **FGV Energia** entende que a disseminação do conhecimento e o planejamento de longo prazo são imperativos para o progresso técnico-científico, para os ganhos de competitividade e, por conseguinte, o desenvolvimento econômico e o bem-estar social. Nesse sentido, espera-se que esse estudo seja uma relevante contribuição não só para o desenvolvimento do setor petrolífero, mas também para o aprimoramento da Administração Pública e de suas ferramentas de estímulo à economia.

Boa leitura.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível graças à colaboração de diversos profissionais ligados ao sistema de óleo e gás brasileiro, área que tem passado por diversas alterações regulatórias e políticas nos últimos anos. A contribuição desses profissionais nos auxiliou a melhor entender quais são os desafios e oportunidades ligados ao desenvolvimento do setor de óleo e gás no Brasil e no mundo.

Em nome da **FGV Energia**, agradecemos a todos aqueles que disponibilizaram seu tempo para a realização de conversas sobre o tema: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP), Confederação

Nacional da Indústria (CNI), ENEVA, Universidade de Brasília (UNB), Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Ministério Público Federal, Secretaria de Desenvolvimento Econômico da Bahia (SDE) e West Virginia University.

Aproveitamos também para expressar nossa gratidão aos nossos colegas da FGV. Em nosso ambiente de trabalho, o debate, a crítica construtiva e a colaboração são constantes, contribuindo para a realização de pesquisas e publicações que têm como objetivo maior auxiliarem no fortalecimento do setor energético e no desenvolvimento do país.

AUTORES

FERNANDA DELGADO

FGV Energia

FERNANDA MORAES

FGV Energia

RAUL RECHDEN

UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina)

MAYCON DECKER

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

EDUARDO CARARA

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

LUIZA MACHADO DA SILVA

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

MARIANA FERREIRA ZANOTTO

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

SELSO EZIQUEL DE SOUZA JUNIOR

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

FERNANDO BOEGER TEZZA

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

IZABELLA PATRÍCIA BORGES SPOLADORE

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

VIVIAN DE MELLO CIONEK

UDESC (Universidade do Estado de Santa Catarina)

Índice

07

SUMÁRIO EXECUTIVO

09

INTRODUÇÃO

17

ESTADO DA ARTE DA PRODUÇÃO
DE *SHALE GAS*

43

OS REFLEXOS DO *SHALE* NA
GEOPOLÍTICA MUNDIAL

49

O *SHALE GAS* NO BRASIL

71

AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS
DE *SHALE GAS* NO BRASIL

85

ESTADO DA ARTE DOS IMPACTOS
AMBIENTAIS DO *SHALE*

101

PERSPECTIVAS PARA O BRASIL

116

RECOMENDAÇÕES PARA O
DESENVOLVIMENTO DE UMA
INDÚSTRIA DE *SHALE* NO BRASIL

120

GLOSSÁRIO

122

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Sumário Executivo

- O gás natural, considerado combustível de transição em direção a uma matriz energética mais limpa, tem sua importância reconhecida no país, tanto no que se refere à perspectiva de aumento da oferta nacional quanto à dependência externa. A **FGV Energia** sediou um seminário sobre a exploração de recursos de baixa permeabilidade, no qual o assunto foi debatido, enfatizando-se a importância da reativação do ambiente *onshore* e do projeto piloto do poço transparente. Este evento foi realizado em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), além de outros órgãos do governo e empresas de óleo e gás.
 - Os Estados Unidos são o maior exemplo onde a exploração de *shale gas* é um sucesso. O aumento de oferta de gás proporcionado pela exploração de tais recursos afetou a balança comercial deste energético a ponto de o país deixar de ser importador de petróleo. Este trabalho analisa a infraestrutura utilizada na implantação da indústria do *shale gas* nos Estados Unidos, bem como a política energética adotada no país.
 - A título de comparação foi realizada uma análise do atual cenário brasileiro *onshore*, a partir de uma avaliação para a Bacia do Recôncavo, utilizando *machine learning* de forma identificar os *sweet spots*.
 - A partir das análises dos dados socioeconômicos este estudo avalia as oportunidades geradas pela exploração dos recursos *onshore* para os desenvolvimentos das cidades produtoras, principalmente na região Nordeste. A atividade está associada à geração de empregos diretos e indiretos e renda para os estados e municípios.
 - As discussões mencionadas levaram a FGV Energia a endossar que, no ambiente *onshore* brasileiro, o aproveitamento de recursos não convencionais pode contribuir sobremaneira para a manutenção das atividades exploratórias em bacias maduras, ou em áreas *green-field*, promovendo o aumento do fator de recuperação destes campos.
 - Por fim, o caderno de *shale gas* tem o objetivo de desmistificar a exploração de recursos de baixa permeabilidade e mostrar as oportunidades de investimento na exploração em terra. A exploração de gás não convencional ainda encontra muitos entraves por parte do governo e da sociedade no Brasil, o que reforça a importância desse tema ser debatido e avaliado no encadeamento produtivo de gás natural.
-



O custo da energia é importante para as cadeias produtivas e impacta diretamente na capacidade do país de competir, gerar empregos e fazer investimentos.

Introdução

O aumento da demanda energética mundial vem impulsionando o crescimento da indústria petrolífera. De acordo com a International Energy Agency (IEA), em 2017, a demanda cresceu 2,1% em relação ao ano anterior e o mundo permanecerá dependente de combustíveis fósseis pelo menos até 2035.

Embora se observe um sutil declínio, a utilização de combustíveis derivados de petróleo ainda contabilizará cerca de 75% da matriz energética mundial (em 2035), contra os 81%, em 2017, permanecendo, portanto, muito expressiva. O gás natural deverá responder por mais da metade dessa contribuição, devido à sua mais ampla utilização como combustível de transição para uma matriz energética mais limpa. Em paralelo, os reservatórios não convencionais, em especial o *shale gas*, têm mostrado crescente potencial no cenário produtivo atual em relação à exploração

em arenitos ou carbonatos, principalmente nos Estados Unidos, Argentina e China.

Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2018) referente ao ano de 2017, a oferta interna de energia proveniente do gás natural aumentou em 6,7% entre 2016 e 2017. Tendo em vista a participação expressiva do gás natural e do petróleo na oferta interna de energia brasileira, de 13% e 36,4% respectivamente, tem-se buscado formas de otimização da produção e da exploração de novos tipos de reservatórios.

Os investimentos em exploração de gás no Brasil são modestos se comparados com países vizinhos e estão em uma trajetória de redução.

O Brasil apresenta ainda bacias terrestres pouco exploradas com vocação para produção de gás natural. Após 20 anos de abertura do setor de petróleo e 21 rodadas de licitação (incluindo rodadas de concessão e partilha), o esforço exploratório em terra no Brasil não conseguiu reverter a situação de escassez de gás natural. Os investimentos em exploração de gás no Brasil são modestos se comparados com países vizinhos e estão em uma trajetória de redução. O Brasil é um dos países que menos produz gás natural entre os grandes produtores de óleo (CNI, 2015).

A razão para se avaliar uma política alternativa para a promoção da oferta competitiva de gás natural está associada ao atual contexto de escassez de oferta do energético no país. Apesar dos avanços da produção de óleo e gás nos últimos dez anos, a dependência energética nacional com relação ao gás natural importado continua expressiva e os preços têm implicado em uma escassez de gás competitivo para a

indústria e para a expansão da geração termelétrica. Como consequência da elevada dependência externa, verificou-se, nos últimos anos, um aumento do preço do gás no mercado nacional, impactando particularmente o investimento industrial nos setores intensivos em energia¹.

Um importante aspecto é a crescente importância do gás na matriz energética mundial a partir da transição entre os combustíveis fósseis e as fontes renováveis. De acordo com a KPMG (2016), a disputa por mercado consumidor envolverá mais gás do que óleo, mostrando a necessidade de fomentar o investimento *onshore*.

A exploração de *shale gas* nos Estados Unidos comprova que os reservatórios não convencionais são viáveis economicamente e sugere que este pode ser um momento oportuno para desenvolver os conhecimentos técnicos e econômicos sobre os reservatórios não convencionais das bacias sedimentares brasileiras (LION, ALMEIDA

1. Vide análise dos preços de gás natural: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-setembro2018>

E LOSEKANN, 2016). E, nesse sentido, aperfeiçoar uma metodologia pioneira, de modelagem da viabilidade econômica de produção de recursos de *shale gas* a descobrir nas bacias brasileiras e identificar os chamados *sweet spots*² em reservatórios não convencionais.

Além disso, o *shale gas* fez com que o preço do gás natural nos Estados Unidos diminuísse consideravelmente, ampliando a competitividade industrial naquele país. Estudo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN, 2017) mostra que a diferença de preço entre o gás brasileiro e o americano faz com que a indústria nacional tenha um gasto adicional de US\$ 4,9 bilhões por ano.

A partir da necessidade de se investigar e mapear, bem como desmitificar o fraturamento hidráulico de reservatórios de *shale gas* no Brasil, a FGV Energia promoveu em junho de 2018, um seminário sobre a discussão da exploração de recursos não convencionais no Brasil junto com o MME, a EPE, a UNB, o CNI, a ANP e a West Virginia University. Este encontro teve como objetivo a desmitificação da exploração dos recursos de baixa permeabilidade por fraturamento hidráulico.

Os principais assuntos debatidos no evento podem ser resumidos em objetos como: as con-

trovérsias entre o *shale gas* e o meio ambiente e a dificuldade de conciliar esse *trade-off*, já que a demanda pela energia é cada dia maior e também podem trazer outros tipos de benefícios; a nova política de desinvestimento da Petrobras e o programa REATE³; a perfuração do poço transparente e as políticas de incentivo dos Estados Unidos para o aumento de conhecimento de recursos não convencionais.

Para a EPE, por exemplo, há grandes expectativas para os recursos não convencionais nas bacias brasileiras, tanto *shale gas* quanto para o *tight oil/gas*. Aspectos positivos incluem oferta descentralizada de petróleo e gás natural, que fomentará o desenvolvimento regional e local e, consequentemente, a geração de emprego e renda, assim como a expansão da malha de gasodutos (atualmente são 9500 km de dutos concentrados no litoral). Também poderá estimular a geração termelétrica e criar possibilidades de empresas de menor porte participarem de exploração e produção, levando à diversificação dos riscos e o aumento do espectro de investidores.

A UNB (Universidade Nacional de Brasília) participou do seminário abordando a qualidade das bacias brasileiras, suas características geológicas e seu potencial para recursos não convencionais, enquanto a ANP demonstrou haver uma grande expectativa para o *shale gas*, no país.

2. Áreas com maior potencial de produção de hidrocarbonetos (em relação a qualidade do reservatório, fraturabilidade ou fragilidade da rocha e domínio dos campos de tensões naturais da bacia sedimentar).

3. Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres

Ainda segundo a ANP, os Estados Unidos perfuram 60 mil poços por ano, ao passo que no Brasil apenas 30 mil foram perfurados no total. Há bacias com boa qualidade que ainda não foram perfuradas e menos de 5% das bacias estão em uso de exploração. Além disso, existem iniciativas e tendências que podem mudar toda a estrutura e mercado de produção e exploração de petróleo.

O MME enunciou a importância do REATE e do poço transparente. A FGV Energia enfatizou estes temas e ressaltou que a falta de investimento *onshore* se deve à preferência nacional de exploração em águas profundas e ultra profundas. As grandes empresas petrolíferas operando no país estão acostumadas com o ambiente regulatório instável, porém as pequenas e médias demandam maior previsibilidade, e são estas que trarão empregos, principalmente para o interior do país.

De acordo com os especialistas entrevistados na elaboração desse Caderno, o poço transparente é uma oportunidade para avançar no conhecimento e na avaliação do fraturamento em reservatórios não convencionais. A ideia é que um conjunto de dados sejam monitorados e disponibilizados continuamente durante o teste, entre eles: sociais (geração de empregos, consumo de energia), técnicos (profundidade e diâmetro dos revestimentos, volume de cimento nos revestimentos, profundidade atualizada do poço, parâmetros de perfuração e consumo de combustível),

geológicos e geográficos (bacia sedimentar, estado e município do poço, profundidade do alvo e camadas barreiras) e dados finais (índice de produtividade, dados de produtividade por estágio, curva de produção cumulativa e diária).

O projeto piloto vem recebendo importante apoio da Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SDE) da Bahia. O governo local vê o desenvolvimento do *shale gas* como uma oportunidade para o Estado na geração de empregos, desenvolvimento de tecnologias e arrecadação de impostos. A West Virginia University descreveu o projeto do poço transparente da MSEEL⁴ em Morgantown, nos Estados Unidos. O sucesso do projeto aponta-o como um bom exemplo para o Brasil.

De acordo com um estudo da CNI (2018), o país está em processo de recuperação econômica, e sua indústria foi gravemente afetada. A competitividade do Brasil supera apenas a da Argentina entre os países selecionados no estudo. O custo da energia é importante para as cadeias produtivas e impacta diretamente na capacidade do país de competir, gerar empregos e fazer investimentos.

A exploração de gás não convencional nos Estados Unidos resultou em ganhos de competitividade inesperados, causando inclusive, a inversão da curva de preço do gás natural no país. O Brasil está perdendo indústrias que estão migrando para os Estados Unidos pela grande competitividade de

4. Para maiores informações: <http://cenariosenergia.com/gas/colunistas/fernanda-delgado/projeto-poco-transparente-testes-para-reservatorios-de-baixa-permeabilidade-gerando-conhecimento-via-avaliacao-ambiental-previa-estrategica/>

preço do energético. Enquanto o gás custa em média de US\$ 13/MMBTU⁵ para o consumidor industrial final, nos Estados Unidos seu custo⁶ é em média de US\$ 2,90/MMBTU.

Vale mencionar que o gás natural começou a ganhar relevância na matriz energética industrial brasileira a partir da importação do gás da Bolívia, passando a substituir combustíveis que são tecnicamente e ambientalmente mais poluentes, como o óleo combustível e o carvão.

Na ocasião do evento, o Ministério Público reforçou ainda as incertezas que permeiam os processos dessas novas tecnologias, mostrando que é um assunto que envolve inseguranças, tanto sob a perspectiva da sociedade quanto da estrutura jurídica. Uma das maiores fontes de preocupação

são os possíveis danos ambientais associados à exploração do *shale gas*, mas diversas medidas podem ser tomadas para evitar tais impactos, como será discutido neste Caderno.

As discussões mencionadas levaram a **FGV Energia** a endossar que, no ambiente *onshore* brasileiro, o aproveitamento de recursos não convencionais pode contribuir sobremaneira para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias terrestres.

Este **Caderno**, portanto, tem o objetivo de contribuir com a fundamentação teórica e análises críticas que poderão servir de base para a eventual incorporação de reservatórios não convencionais de hidrocarbonetos na matriz energética brasileira.

Entende-se que a produção de gás de fontes não convencionais quando feita corretamente pode trazer benefícios abrangentes, incluindo o aprimoramento da segurança energética, preços mais baixos do gás natural, uma pegada ambiental mais limpa do que a de outros combustíveis fósseis e desenvolvimento econômico.

5. Milhões de metros de unidade térmica britânica. BTU (*British Thermal Unit*) é uma unidade de energia equivalente a 252,2 calorias.

6. Para maiores informações: <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>.

Timeline Shale gas⁷

- 1825**
Primeira extração em Fredonia, NY, em fraturas rasas de baixa pressão.
- 1920s**
Desenvolvimento do primeiro campo-escala de *shale gas* (*Ohio Shale, Kentucky, Antrim Shale, Michigan*).
- 1947**
Fratramento hidráulico, usando napalm⁸, empregado pela primeira vez para extrair gás de calcário no Kansas.
- 1950s**
Fratramento hidráulico torna-se comercialmente viável.
- 1953**
Água e agentes gelificantes substituem os produtos do petróleo em fraturamento hidráulico.
- 1960s**
Primeiro programa de computador utilizado para simular operações de fraturamento hidráulico.
- 1970s**
Incentivo público por indícios de declínios consideráveis nas reservas de gás natural e petróleo convencionais. A técnica ainda não era tão atrativa e não se sustentava economicamente.
- 1974**
O Presidente Ford e o Congresso criam a Administração de Pesquisa e Desenvolvimento de Energia (ERDA) e a Agência Federal de Energia (FEA).
- 1975**
Inicia-se a perfuração direcional desviada.

7. https://thebreakthrough.org/images/pdfs/Shale_Fracking_Innovation_Timeline.pdf

8. Napalm é um conjunto de líquidos inflamáveis à base de gasolina gelificada, utilizados como armamento militar.

1978

O Congresso Norte-Americano aprova a Lei de Política de Gás Natural, permitindo tetos de preço mais altos em gás não convencional. Mitchell Energy conduz a maior demonstração contemporânea de MHF com assistência do DOE 1980. Perfuração horizontal se torna comercialmente viável (Barnett, TX).

1981

Sandia Laboratory inicia o primeiro monitoramento de microssísmica com operações de fraturamento hidráulico.

1986

Primeiro poço horizontal com multi-fraturas perfuradas em Wayne County, Virginia, pelo DOE - empreendimento privado.

1989

Congresso desregula totalmente os preços do gás natural no poço.

1992

Primeiro poço de gás de *shale* - perfuração horizontal com fraturamento hidráulico (Barnett TX).

2000s

A produção de *shale gas* cresce de forma constante nos EUA.

2012

A produção de *shale gas* foi a 3ª maior produção de gás natural no mundo.

2013

O gás de *shale* atinge 40% da produção de gás natural dos EUA.

2014

Os preços globais do petróleo caem quase 60% em 8 meses, em grande parte devido ao *boom* da produção de petróleo de *shale* dos EUA.



É inegável que a revolução do *shale* provocou um *boom* no fornecimento de petróleo global, possibilitando aos americanos alterarem a balança comercial do mercado. Para se ter uma ideia, os EUA puseram fim a um banimento de exportações de recursos naturais que existia no país há décadas.

Estado da arte da produção de *shale gas*

Este Capítulo visa introduzir os conceitos mais utilizados na indústria de *shale gas* e discutir o momento atual da exploração de reservatórios não convencionais, analisando com mais detalhes os exemplos dos Estados Unidos, por ser o país que alterou o desenho geopolítico energético mundial dos últimos anos e da Argentina, pela relevância na América do Sul.

2.1. RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Os reservatórios convencionais são formados por rochas do tipo arenitos ou carbonatos. Eles ocorrem quando há migração de hidrocarbonetos das rochas geradoras, por meio de fraturas, e estes se acumulam nas rochas reservatórios geralmente

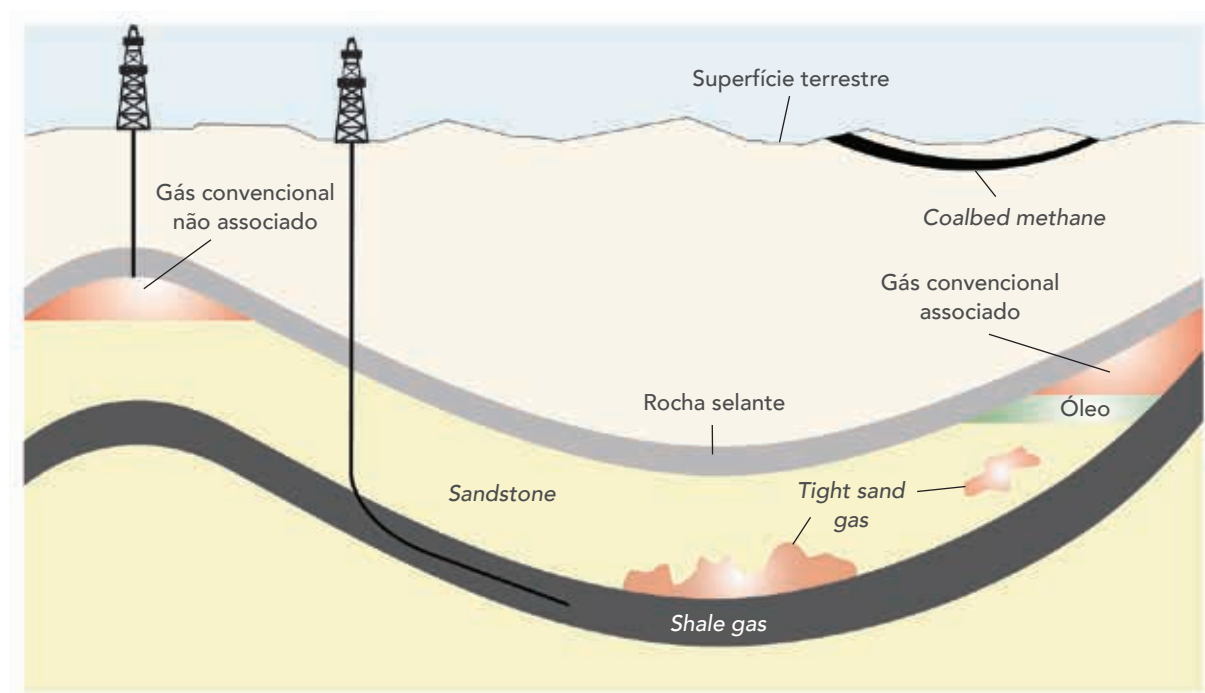
de alta permeabilidade, onde são aprisionados por uma camada impermeável (rocha selante). Estes hidrocarbonetos podem estar na fase óleo ou gás, onde o gás é normalmente um gás seco, constituído essencialmente por metano em estado gasoso, sem concentrações significativas de hidrocarbonetos mais pesados. No mercado

atual, esse gás tem um preço mais baixo se comparado ao gás úmido, que tem uma proporção maior de moléculas mais pesadas como etano, propano e hidrocarbonetos mais pesados em sua composição, além de vapor d'água. A maioria dos gases úmidos e secos vem de reservatórios bem definidos com alta permeabilidade (DELGADO E FEBRERO, 2018).

Já o gás não convencional é aquele retirado de rochas com baixa permeabilidade chamadas de folhelho. O folhelho é uma rocha geradora de

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

FIGURA 1: ILUSTRAÇÃO DE FONTES CONVENCIONAIS E NÃO CONVENCIONAIS DE ÓLEO E GÁS



Fonte: EIA, 2017.

A classificação dos reservatórios em convencional e não convencional é guiada por aspectos geológicos. Entretanto, atualmente, também pode se basear em aspectos econômicos. O termo gás não convencional foi utilizado inicialmente nos anos 70 para classificar os recursos não viáveis economicamente, tanto por falta de tecnologia para exploração⁹ quanto por retornos econômicos marginais. Com a adoção do *Natural Gas Policy Act*, em 1978, o conceito de gás não convencional começou a se difundir a partir da política do governo norte-americano de estímulo às fontes “alternativas” de energia (ALMEIDA E COLOMER, 2013).

Ridley (1983) observa que o processo de extração do *shale gas* envolve, pelo menos, sete etapas elementares: exploração sísmica, posicionamento de sonda, perfuração vertical, perfuração horizontal, fraturamento hidráulico, sustentação da produção e disposição de resíduos. No entanto, as técnicas para a produção desse óleo e gás estão sempre sendo aprimoradas.

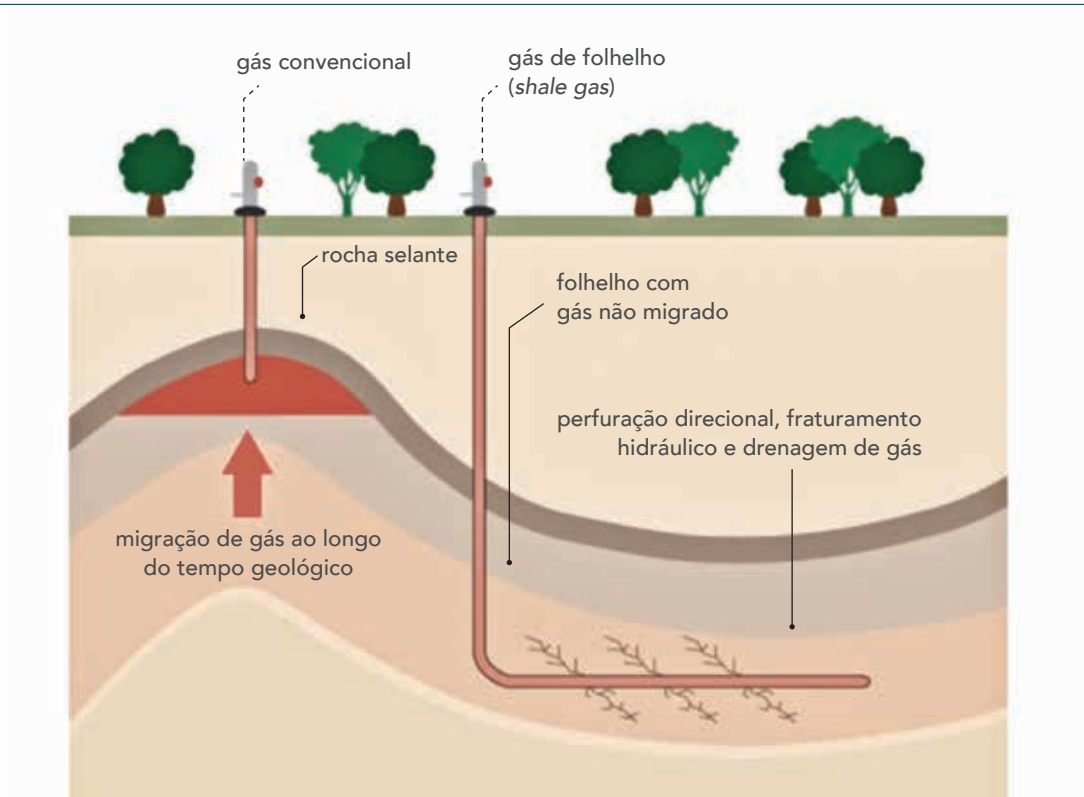
O termo “fraturamento” (*fracking*, em inglês) se refere à utilização de duas principais tecnologias de exploração em conjunto: a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico. A primeira técnica, já dominada em reservatórios conven-

cionais, tem o objetivo de aumentar a área de drenagem do óleo e gás recuperado. O poço é direcionado na camada mais porosa (onde se encontram o óleo e o gás) de forma a liberar a maior quantidade de hidrocarbonetos retidos nessas estruturas. De acordo com Bico (2014), em formações pouco espessas ou inclinadas, um poço horizontal de longo alcance mostra-se uma boa opção, pois faz com que seja maior o contato com a camada porosa, aumentando a área superficial e o escoamento do óleo/gás para o poço.

A segunda tecnologia aperfeiçoou a exploração em camadas mais finas dessas rochas, aumentando a produtividade em termos de gás e óleo. A técnica de fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido sob alta pressão (normalmente água, areia e aditivos) na rocha suficiente para provocar uma ruptura na mesma, como mostrado na Figura 2. A água exerce a pressão necessária para iniciar as fraturas, ao mesmo tempo em que transporta os grãos de areia para o interior dessas fissuras. Desse modo, quando a pressão do fluido é aliviada, os grãos de areia mantêm as fraturas abertas. Estes grãos devem ser bem selecionados para criar uma zona de alta permeabilidade na fratura, facilitando a extração dos recursos desejados (BICO, 2014).

9. Etapa de serviços que contempla as técnicas de desenvolvimento e produção da reserva comprovada de hidrocarbonetos de determinado campo petrolífero.

FIGURA 2: TÉCNICA DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM UMA PERFURAÇÃO HORIZONTAL



Fonte: ECODEBATE, 2013.

De acordo com Cruz (2018), existem oito tipos de recursos não convencionais de baixa permeabilidade:

- Gás em Formação Fechada (*Tight gas*): são arenitos fechados encontrados nos centros das bacias sedimentares com baixíssimas permoporosidades (capacidade de acumulação de hidrocarbonetos) e portadores de gás;
- Óleo em Formação Fechada (*Tight oil*): produção de óleo vinda de arenito fechado de baixa permeabilidade;
- Gás de Folhelho (*Shale gas*): ocorre em diferentes estágios de maturação térmica, inclusive em folhelhos imaturos portadores de gás biogênico¹⁰, podem ser rochas siliciclásticas, carbonáticas ou mistas;
- Óleo de Folhelho (*Shale oil*): óleo encontrado em folhelhos em condições de maturação. São ricos em argila;

10. Gás que normalmente contém pelo menos 98% de metano no total de hidrocarbonetos gasosos. Origina-se por ação de bactérias metanogênicas durante a etapa de diagênese da matéria orgânica sedimentar (gás microbiano).

- Folhelho Betuminoso (*Oil shale*): rocha rica em matéria orgânica com baixo estágio de maturação térmica que pode gerar óleo após mineração e retortagem¹¹;
- Metano de carvão (*Coalbed methane*): compreende o gás gerado e armazenado sob camadas de carvões;
- Hidratos de gás (*Gas hydrates*): metano na forma de um sólido cristalino que pode ser encontrado em sedimentos marinhos ou em camadas de gelo permanente com capacidade de aprisionar gás (99% metano) de origem biogênica, sendo estável a baixas temperaturas e altas pressões;
- Arenitos oleígenos (*Oil sand*): são arenitos impregnados de óleo pesado ou extrapesado (*Tar sand*) extraído *in situ* por aquecimento ou processos pós-mineração.

A permeabilidade das rochas depende do tamanho e da forma de seus poros, bem como das interconexões entre eles. Quanto menor a perme-

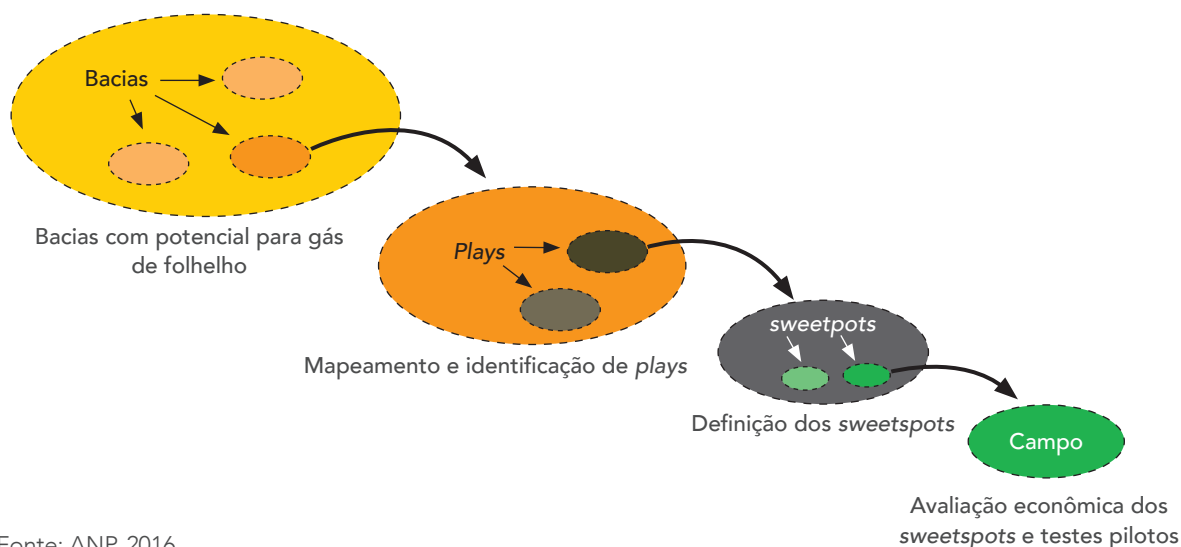
abilidade maior é a dificuldade de se extrair o óleo e o gás, tornando-se necessário um aprimoramento tecnológico e aumento de custo. Um reservatório convencional tem permeabilidade entre 0,5 mD¹² a 20 mD. Em reservatórios do tipo *tight gas*, esses valores podem variar de 0,1 a 0,001 mD e, no caso do *shale gas*, entre 0,0001 mD a 0,000001 (KING, 2012). A título de comparação, a permeabilidade do concreto tradicional¹³ é de 0,003 mD e o granito de 0,00001 mD.

Para um folhelho apresentar um grande potencial de produção de hidrocarbonetos são necessários três pilares:

1. Qualidade do reservatório: dada pela quantidade, qualidade e maturação da matéria orgânica, bem como os tipos de grãos minerais e conteúdo de argila presente no folhelho;
2. Fraturabilidade ou fragilidade da rocha; e
3. Domínio dos campos de tensões¹⁴ naturais da bacia sedimentar.

-
11. É o processo de extração da parte orgânica do folhelho, que requer, após a etapa de mineração, o uso de processos térmicos a temperaturas em torno de 500°C para converter o querogênio, presente no estado sólido, em hidrocarbonetos líquidos. Este processo ocorre em reatores chamados de retortas.
 12. A unidade de permeabilidade mais usada é o Darcy, que representa a capacidade de fluxo através do meio poroso. Convertendo em unidades SI, 1 darcy é equivalente a $9,869 \times 10^{-13} \text{ m}^2$ (SCHON, J. H., 2014).
 13. A permeabilidade do solo ou rocha também pode ser definida como o fluxo de água sob pressão hidrostática ($\sim 0,1 \text{ bar / m}$) a uma temperatura de 20 ° C. Nesta configuração específica, utiliza-se que 1 darcy é equivalente a 0,831 m/dia e o cimento tem permeabilidade de $0,37 \cdot 10^{-10} \text{ cm/s}$.
 14. O estado de tensão propicia deformação/movimentação (cinemática) e resulta na forma final (geometria) da rocha. O campo de tensões é fundamental para definir como as operações de estimulação por fraturamento hidráulico irão definir a geometria das fraturas induzidas. Zonas de tensões horizontais mais altas que a sobrecarga induzem fraturas com elevadas alturas e menores longitudes. Zonas com tensões verticais mais altas que as horizontais irão gerar fraturas com maior longitude e menores alturas.

FIGURA 3: FLUXO EXPLORATÓRIO



Esses pilares classificam os *sweet spots*, ou seja, a melhor porção econômica para produção de hidrocarbonetos.

A Figura 3 mostra o fluxo exploratório específico para a definição de um campo de exploração de gás de folhelho.

Apesar das ferramentas mencionadas auxiliarem na exploração de hidrocarbonetos, não é possível definir ao certo a quantidade de óleo e gás em reservas. Em 1956, Hubbert realizou um estudo de projeção da produção petrolífera dos então 48 estados dos EUA. A quantidade total de extração de petróleo, segundo ele, seguiria um modelo matemático chamado curva logística¹⁵. Hubbert previu a produção máxima para um campo de petróleo ou para múltiplos campos. Esta curva se apresenta graficamente

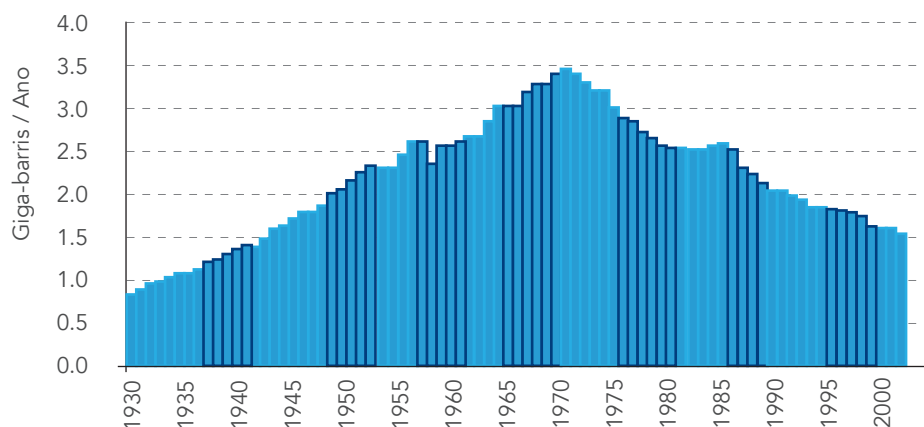
na forma de um sino, como pode ser verificado na Figura 4, que mostra uma projeção da produção de petróleo (cumulativa) ao longo do tempo.

Apesar da curva geralmente estar relacionada a produção de óleo, ela também pode ser usada para outros combustíveis fósseis, como o gás e o carvão, além de outros recursos, (ROSA E GOMES, 2004). A produção máxima é chamada de pico. O período posterior é chamado de esgotamento ou declínio.

Conforme os estudos de Hubbert, a produção de um poço segue geralmente o perfil do primeiro quadro da Figura 5. Quanto mais poços são adicionados, mais suave fica a curva e mais parecida com a de Hubbert. No segundo quadro, é analisada a produção de oito poços acumulados.

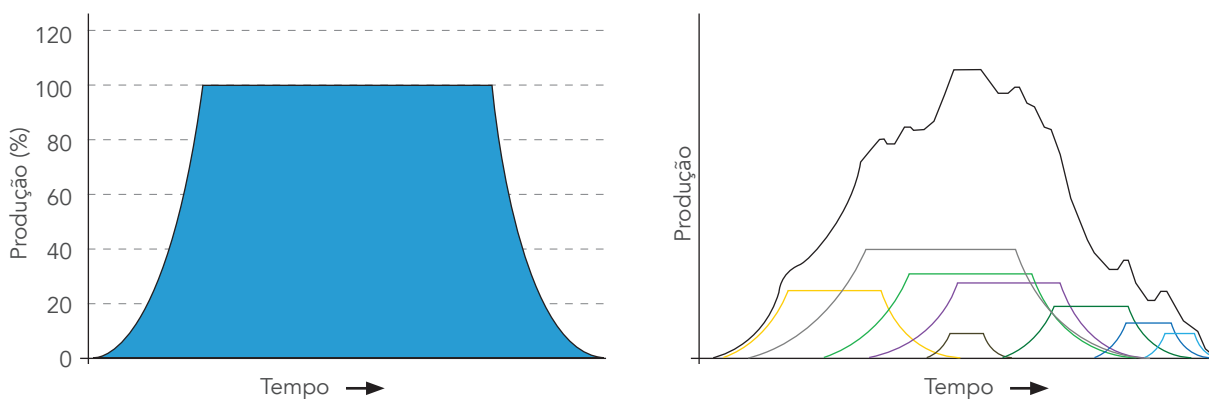
15. Função logística em formato de S.

FIGURA 4: PRODUÇÃO PETROLÍFERA NOS EUA



Fonte: BOSQUE, 2018

FIGURA 5: PRODUÇÃO TÍPICA NUM ÚNICO POÇO E EM OITO POÇOS



Fonte: ROSA E GOMES, 2004.

Nota: Todas as cores representam um poço, exceto a preta, que representa a produção acumulada.

A premissa utilizada por Hubbert para explicar o declínio da produção no decorrer do tempo é que inicialmente se descobrem jazidas mais acessíveis, algumas vezes de menor profundidade. A medida que a tecnologia é aperfeiço-

ada, são descobertas jazidas maiores e mais profundas. As últimas jazidas a serem descobertas serão as de menor teor de petróleo e de mais difícil acesso (ROSA E GOMES, 2004)¹⁶.

16. Para maiores detalhes sobre as teorias de pico de produção vide: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/11695/2/RB%2022%20O%20Pico%20de%20Hubbert%20e%20o%20Futuro%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20Mundial%20de%20Petr%C3%B3leo_P_BD.pdf

Reservas e Recursos

A metodologia para as estimativas da quantidade de petróleo em uma acumulação associa interpretações de volumes a critérios de incertezas. De acordo com SPE (2007), o termo Recursos compreende toda a quantidade de petróleo (recuperáveis ou não) ocorrendo naturalmente na ou sob a superfície terrestre, descobertas ou não, somadas às quantidades já produzidas. Para uma melhor compreensão, a Figura 6 apresenta a classificação mais utilizada pela indústria, a qual considera a divisão entre recursos prospectivos, recursos contingentes e reservas, em função da chance de comercialização. Cada uma destas classificações é dividida em categorias, de acordo com o grau de incerteza. É importante destacar que tal organização não é rígida, ou seja, em função de avanços tecnológicos e fatores econômicos, o grau de incerteza em relação à exploração e a chance de comercialização do óleo recuperado sofrem alterações, o que modifica a classificação dos recursos.

Os recursos prospectivos são representados por cenários de distribuições de probabilidade. A classificação denominada de Estimativa Inferior está associada a um menor grau de incerteza, sendo necessário que haja pelo menos 90% de probabilidade de recuperação do volume estimado de petróleo. Nas categorias Melhor Estimativa e Estimativa Superior, tal probabilidade deve ser de 50% e 10%, respectivamente. Parte dos recursos não recuperáveis pode vir a ser recuperada com os avanços tecnológicos, tornando-se economicamente viável.

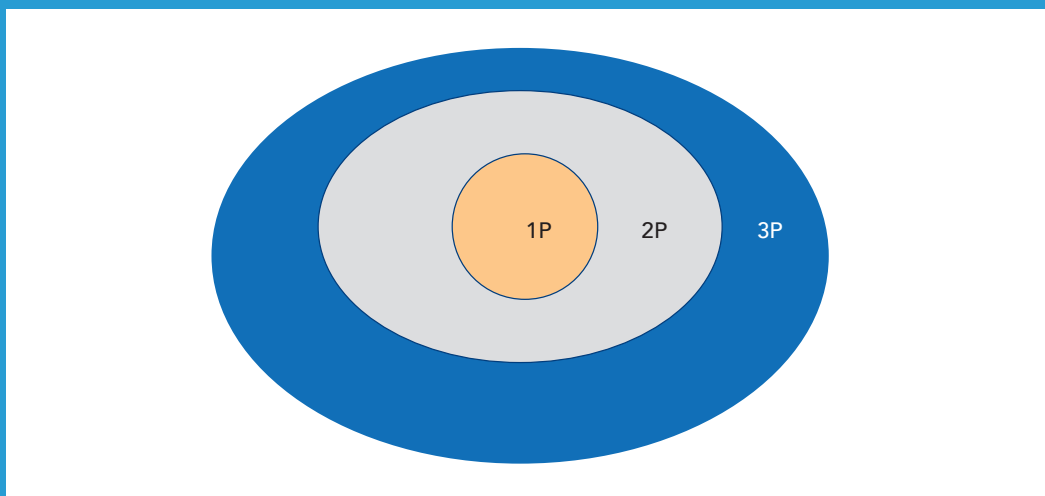
O petróleo *in situ* descoberto é dividido em comercial e sub-comercial. Os sub-comerciais podem ser recursos não recuperáveis, como já citado, e recursos contingentes. Os recursos contingentes podem ser definidos como quantidades de petróleo recuperáveis em acumulações descobertas, mas cujos projetos não são considerados maduros o suficiente para o desenvolvimento comercial. Os termos 1C, 2C e 3C são indicados como cumulativos baixos, melhores e alto, respectivamente.

O volume de óleo considerado comercial passa a ser denominado reserva, e não mais recurso. As reservas dividem-se, ainda, em três categorias:

- Reservas Provadas: reserva com elevado grau de certeza, consideradas economicamente viáveis.
- Reservas Prováveis: reservas com maior incerteza na sua recuperação quando comparada à estimativa de reservas provadas.
- Reservas Possíveis: reservas com maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

As reservas são categorizadas de acordo como grau de incerteza, empregando-se as nomenclaturas 1P, 2P e 3P. A região onde há um elevado grau de certeza sobre o volume recuperável é considerada provada (1P). Essa área pode, por exemplo, ser uma região que compreenderá poços atualmente produtores. A área provável (2P) é uma região que apresenta maior incerteza em relação ao desenvolvimento e à recuperação dos recursos do que a área provada. A área possível (3P) compreende uma região onde existe ainda mais incerteza de desenvolvimento/ recuperação do que na área provável. Na Figura 7 há uma representação das nomenclaturas para o melhor entendimento.

FIGURA 7: REPRESENTAÇÃO DA NOMENCLATURA DADA PARA AS RESERVAS.



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

A combinação de se fraturar em vários estágios, aliada a perfuração horizontal, bem como a redução dos custos em função da escala, levou à revolução do *shale gas* norte-americano.

2.2.0 SHALE GAS NOS ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos são detentores de acumulações significativas de gás natural provenientes de folhelho, como mostrado na Figura 13. Já se sabia da sua existência há mais de um século, porém estes recursos eram considerados economicamente inviáveis devido ao custo de extração. O avanço tecnológico e a expansão da atividade reverteram a queda na produção de óleo e gás nos EUA, até então baseada em recursos convencionais.

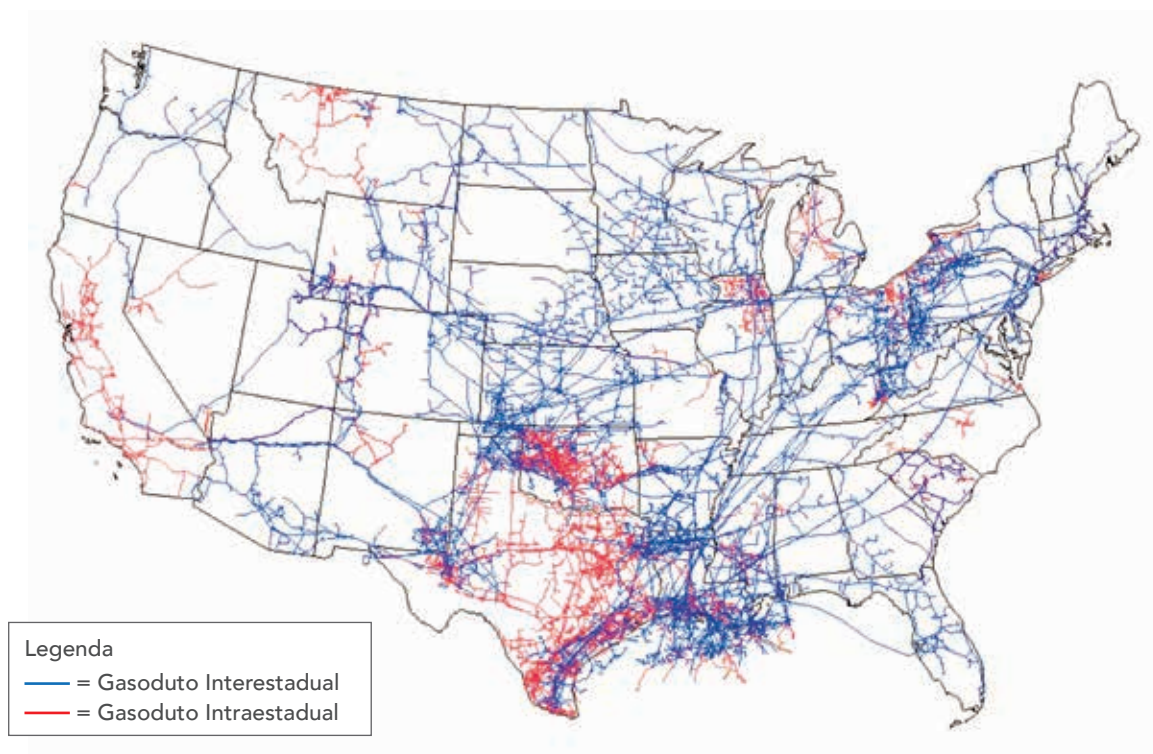
O sucesso da exploração de *shale gas* no país foi favorecida por uma combinação de diversos fatores: incentivos governamentais para a busca por novas fontes de gás natural; disponibilidade de dados e informações sobre as bacias sedimentares e as propriedades do solo; existência de uma ampla malha de gasodutos; incentivos à inovação; presença de um grande mercado consumidor; quantidade de recursos disponíveis. Além destes, cabe destacar o papel da

baixa burocratização da regulação do governo norte-americano. Diferentemente do Brasil, os Estados americanos determinam grande parte de sua política energética.

Nos Estados Unidos, as instituições financeiras fornecem linhas de créditos para as empresas, inclusive podendo se tornar sócias delas em alguns casos. As empresas de exploração do país são independentes, tanto as pequenas como as de grande escala e têm modelos de negócios extremamente variados (MAUGERI, 2012).

O país tem características de reservas descentralizadas, com os maiores volumes localizados nas regiões Nordeste e Centro-Sul do território. Quando se iniciou a produção de *shale gas*, a infraestrutura de transporte do gás já se mostrava bastante abrangente e integrada, o que favoreceu o escoamento da produção para os mercados consumidores sem que grandes investimentos fossem realizados. A Figura 8 exhibe a malha de gasodutos dos Estados Unidos (LAGE et al., 2013).

FIGURA 8: MALHA DE GASODUTOS ESTADUAIS E INTERESTADUAIS NOS ESTADOS UNIDOS



Fonte: EIA, 2018a.

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

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

Algumas agências federais que tem papel de destaque no cenário regulatório dos EUA são:

- *United States Geological Survey (USGS)* - tem a missão de mapear informações geológicas visando promover o conhecimento científico sobre recursos naturais.
- *Department of Energy (DOE)* - tem o objetivo de fazer avançar a estratégia de segurança nacional relacionado a desafios energéticos, ambientais e nucleares. Para assegurar suas

metas utiliza soluções transformadoras em ciência e tecnologia.

- *Energy Information Administration* (EIA) - é uma agência de estatística ligada ao departamento de energia que tem como objetivo analisar dados e fazer previsões independentes, para auxílio na tomada de decisão por parte do governo.
- *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) - é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo. É responsável por analisar propostas para a construção de terminais de gás natural liquefeito e gasodutos interestaduais, bem como o licenciamento de projetos hidrelétricos. Regulamenta a transmissão e venda por atacado de eletricidade, gás natural e petróleo no comércio interestadual.
- *Energy Efficiency and Renewable Energy* (EERE) - tem o objetivo de fortalecer a política energética norte-americana como parte da estratégia de segurança nacional, com intuito de preservar o meio ambiente. Estabelece ações para a redução da importação do petróleo e incentiva tecnologias para a produção de energia sustentável.

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

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

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

Muitas questões ambientais orbitam sobre a produção de *shale gas* nos Estados Unidos. Manifestações, documentários, ONG's (organizações não governamentais) especializadas na conscientização da população contra o fratura-

mento debatem sobre os potenciais problemas, como: contaminação do lençol freático e do ar, terremotos e vazamento de metano em poços artesianos. Essas possíveis consequências serão melhor discutidas no Capítulo 5.

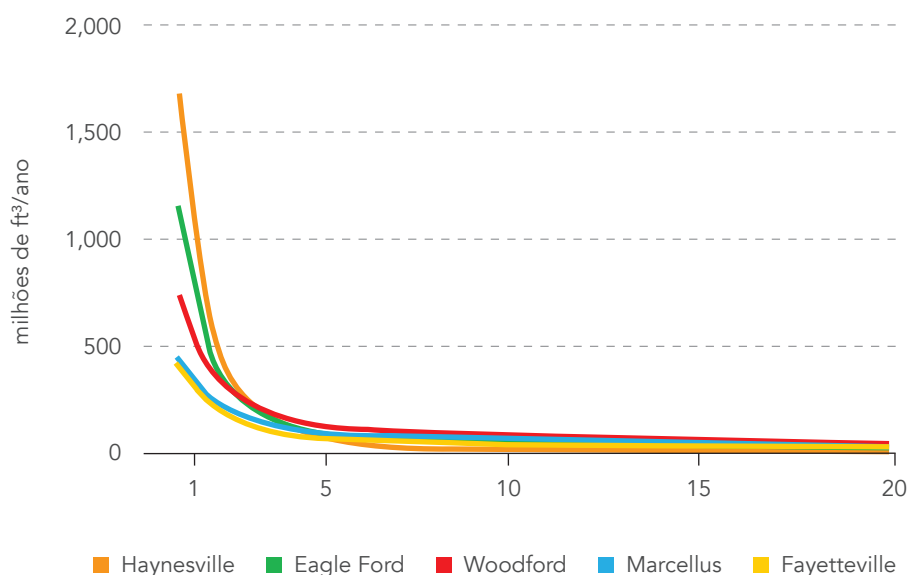
2.3. PRODUÇÃO NOS ESTADOS UNIDOS

A exaltação dentro dos Estados Unidos em relação ao *shale gas* reside na concepção de que essa é uma fonte de energia que vai possibilitar a independência energética do país, deixando de figurar entre os importadores de petróleo e

se tornando um exportador dos recursos. Assim, a principal economia do mundo poderia ficar menos dependente politicamente.

Os poços de gás de folhelho têm uma vida produtiva mais curta do que os poços convencionais. Como mostrado na Figura 9, a produção de gás dos principais *plays* dos EUA tem um declínio de até 85% no primeiro ano (duas vezes mais rápido que os poços convencionais) e sua produção é significativa apenas nos primeiros cinco anos. Desse modo, para obter uma produção estável, é necessário perfurar vários poços em um ritmo intenso (ECODEBATE, 2013).

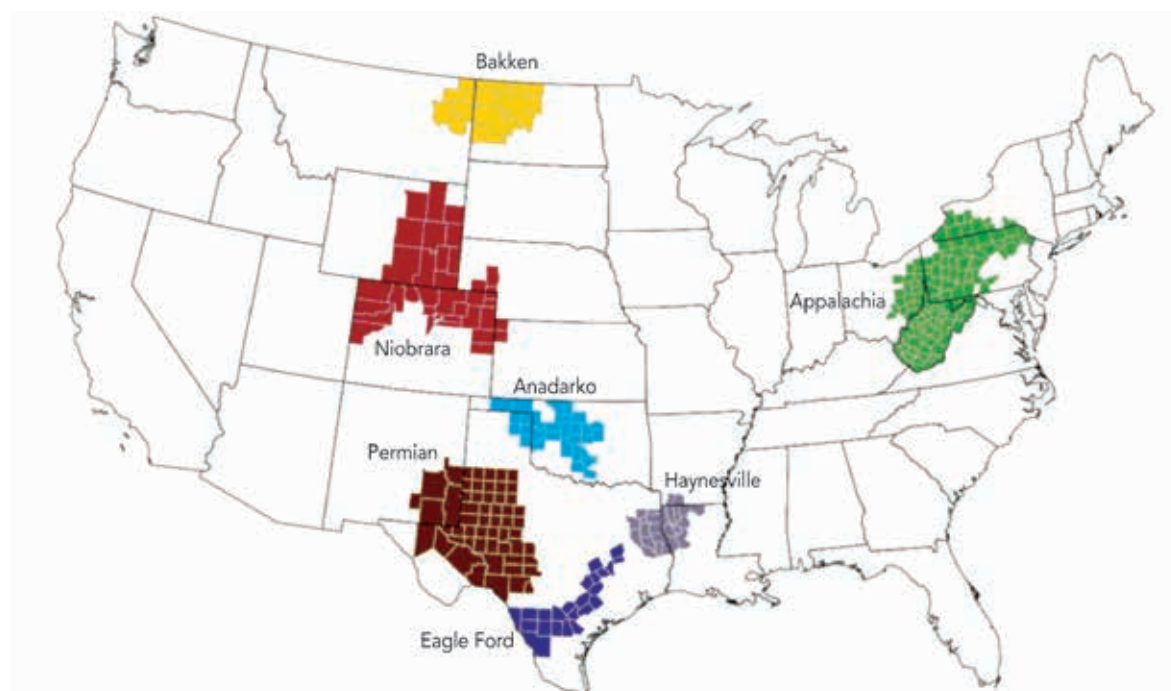
FIGURA 9: CURVA DE PRODUÇÃO POR ANO DOS 5 MAIORES *PLAYS*¹⁷ DOS EUA



Fonte: EIA, 2012.

17. Ocorrência de acumulação de óleo ou gás conhecida numa determinada região ou mesmo uma concepção geológica com possibilidades de se tornar um futuro prospecto exploratório de sucesso.

FIGURA 10: MAIORES PLAYS DE TIGHT OIL E SHALE GAS DOS EUA



Fonte: EIA, 2018.

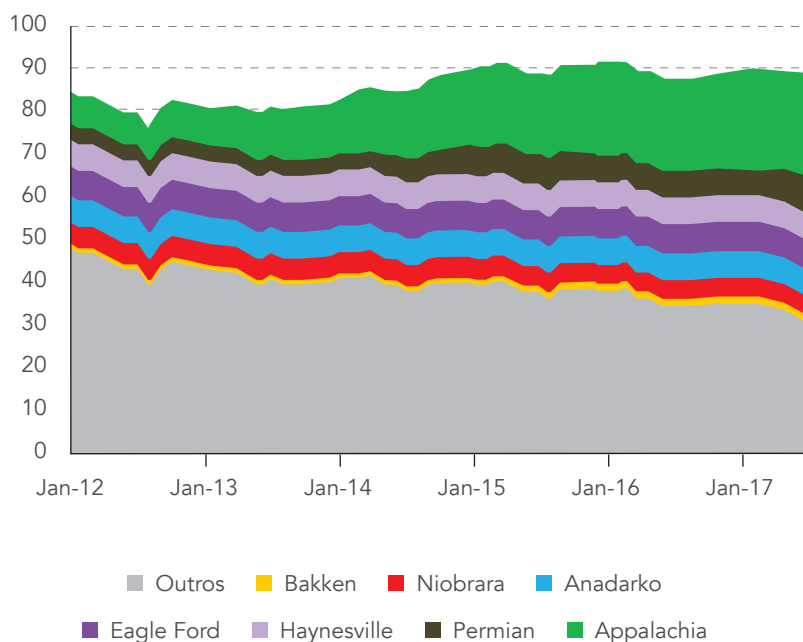
Nos Estados Unidos, as reservas de gás de folhelho são encontradas em cerca de 30 estados. Dentre os tipos de recursos não convencionais, o *shale gas* é a fonte mais produtiva, seguida do *tight gas*. A EIA (2017) estimou que em 2017 aproximadamente 18,6 trilhões de metros cúbicos (Tcf) de gás natural foram produzidos por meio do *shale gas*. Isso corresponde a 60% do volume total de gás natural produzido no país naquele ano.

As maiores áreas de produção de *shale gas* dos Estados Unidos são Appalachia, Anadarko,

Bakken, Eagle Ford, Haynesville, Niobrara e Permian, como ilustrado na Figura 10.

A área com maior crescimento de produção de *shale* atualmente é a de Marcellus, advinda da formação geológica Appalachia. De acordo com EIA (2017), na região de Marcellus, a produção de gás natural mais do que triplicou entre 2011 e 2014, passando de 4,8 bilhões de pés cúbicos por dia (Bcf/d) para 14,6 Bcf/d, como mostrado na figura 11. Em 2017, Marcellus *shale* produziu 6,9 Tcf de gás natural. Como mostrado na Figura 11.

FIGURA 11: PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NOS EUA DE JANEIRO DE 2012 ATÉ AGOSTO DE 2017



Fonte: EIA, 2017.

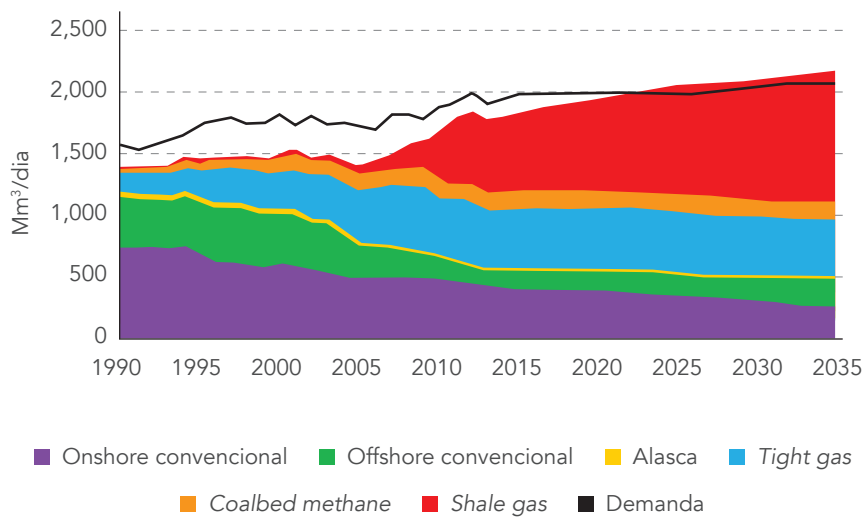
O Serviço Geológico dos Estados Unidos estima que a região de Haynesville contém 35,9 Tcf de reservas provadas de gás de folhelho, o segundo maior play de shale gas dos EUA em 2017, depois de suas reservas serem quase triplicadas em relação ao ano anterior. (EIA, 2017).

De 2009 a 2012, a região de Haynesville era a maior região produtora de gás de folhelho do país. Em novembro de 2011, a produção regional de Haynesville atingiu o recorde de 10,4 Bcf/d. No início de 2013, no entanto, a medida que os preços do gás natural começaram a diminuir, a produção da região foi superada pela região dos Apalaches, que inclui as formações de Marcellus e Utica. No final de 2015, a produção de

shale gas de áreas relativamente ricas em líquidos, como a região de Eagle Ford, no Texas e Permian, que abrange partes do oeste do Texas e leste do Novo México, também começou a superar a produção da região de Haynesville (EIA, 2017).

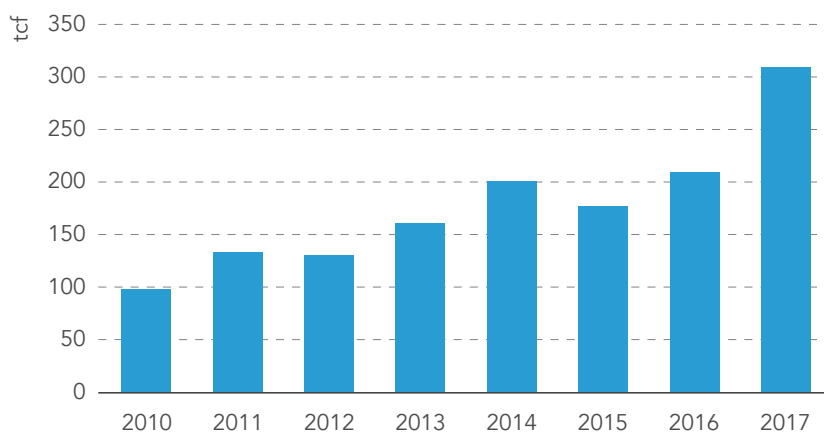
Entre 2007 e 2017, a produção de *shale gas* cresceu cerca de 40%, como mostra a Figura 12. A produção de gás natural em 2017 nas áreas de Eagle Ford, Utica e Barnett foram respectivamente, 1,9; 1,7 e 1,2 Tcf. Segundo as estimativas do EIA (2012), a tendência da produção de *shale gas* é aumentar consideravelmente, e a partir de 2022 produzir toda a demanda necessária de gás do país.

FIGURA 12: PRODUÇÃO E DEMANDA DE GÁS NATURAL CONVENCIONAL E NÃO CONVENCIONAL



Fonte: EIA, 2012.

FIGURA 13: RESERVA PROVADA DE SHALE GAS NOS ESTADOS UNIDOS



Fonte: Adaptado EIA, 2018b.

De acordo com a EIA (2018), só em 2014, o número de campos novos descobertos nos Estados Unidos chegou a 158. Como mostrado na Figura 13, as reservas provadas de *shale gas* em 2016 eram de 209,8 Tcf e registrou um aumento para 307,9 Tcf em 2017.

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

Ainda de acordo com o IHS Markit (2018), em um discurso em 2012, o presidente Barack Obama reconheceu a potência energética e de inovação proveniente do *shale gas*, afirmando que o país teria um suprimento de gás natural suficiente para durar quase 100 anos. Especialistas acreditam que isso irá suportar mais de 600.000 empregos até o final da década. O desenvolvimento do gás natural criará além de empregos, fábricas mais limpas e baratas, provando que não é preciso escolher entre o ambiente e a economia (IHS MARKIT, 2018). Além disso, a produção de petróleo do país teve um crescimento relevante ao longo de 2017 e deverá aumentar sua produção em 2,7 milhões de barris por dia (bpd), para 12,1 milhões de bpd até 2023, já que o crescimento dos campos de *shale* irá compensar a diminuição no fornecimento convencional (BOUSSO; ZHDANNIKOV, 2018).

Os Estados Unidos têm o maior avanço no desenvolvimento e produção de *shale gas* no mundo e a maior quantidade de empresas que investem nessa área pelas facilidades da legislação no país. A fonte de gás não convencional foi o grande responsável pelo aumento da oferta na última década e sua produção tem o potencial para transformar o mercado de energia deste país, podendo se tornar uma importante potência no mercado mundial de gás natural.

2.4. ARGENTINA

A Argentina possui 24 bacias sedimentares, porém cinco delas têm mais destaques no cenário, de acordo com a produção de hidrocarbonetos. São elas: Noroeste, Cuyana, Neuquina (denominada Neuquén), Golfo San Jorge e Austral, como mostrado na Figura 14. Durante os mais de 100 anos da história da indústria de petróleo e gás na Argentina, aproximadamente 67.000 poços de exploração e produção foram perfurados nessas bacias.

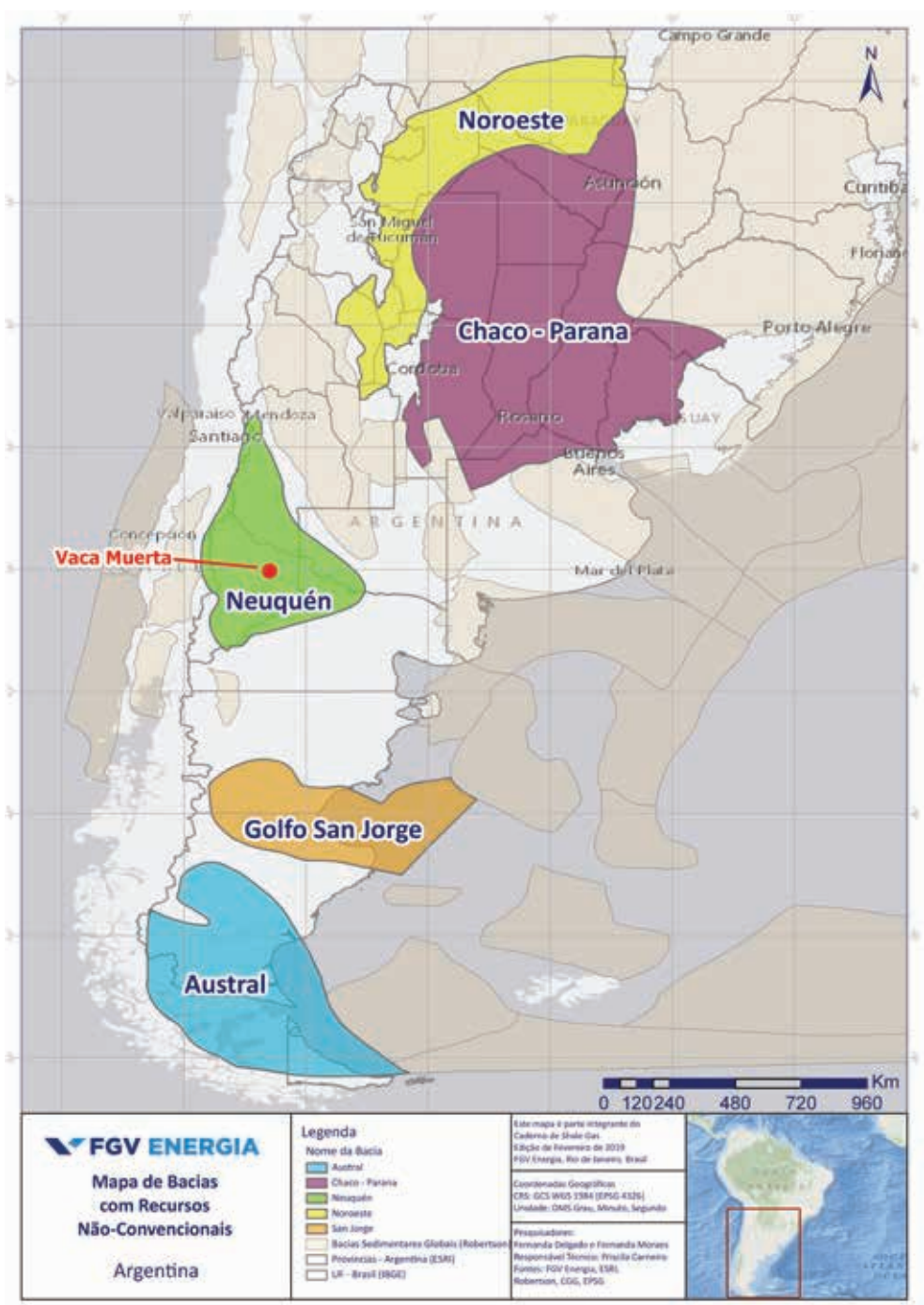
As 19 bacias restantes são consideradas de alto risco geológico. Ao longo de sua história,

aproximadamente 120 poços foram perfurados sem sucesso.

O total da reserva provada de gás natural na Argentina é 332 bilhões de m³ até 2014. A maior reserva de gás natural fica localizada na Bacia de Neuquén, com 44,5% do total da reserva, seguido da Bacia de Austral, com 33% do total. Como mostrado na Figura 15, a reserva provada de gás natural está declinando desde o ano 2000, principalmente após a queda acentuada da bacia de Neuquén.

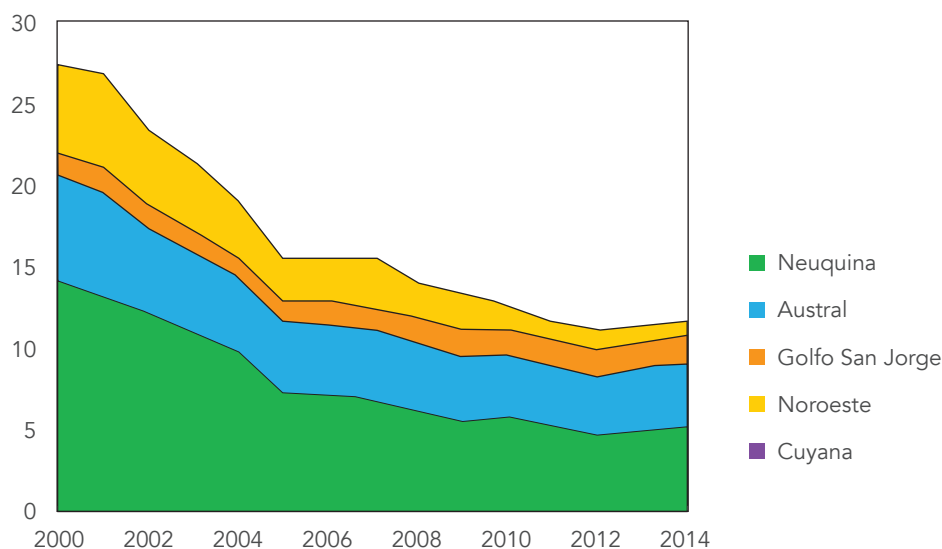


FIGURA 14: PRINCIPAIS BACIAS PRODUTORAS DA ARGENTINA



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

FIGURA 15: RESERVA PROVADA DE GÁS NATURAL POR BACIA - ARGENTINA



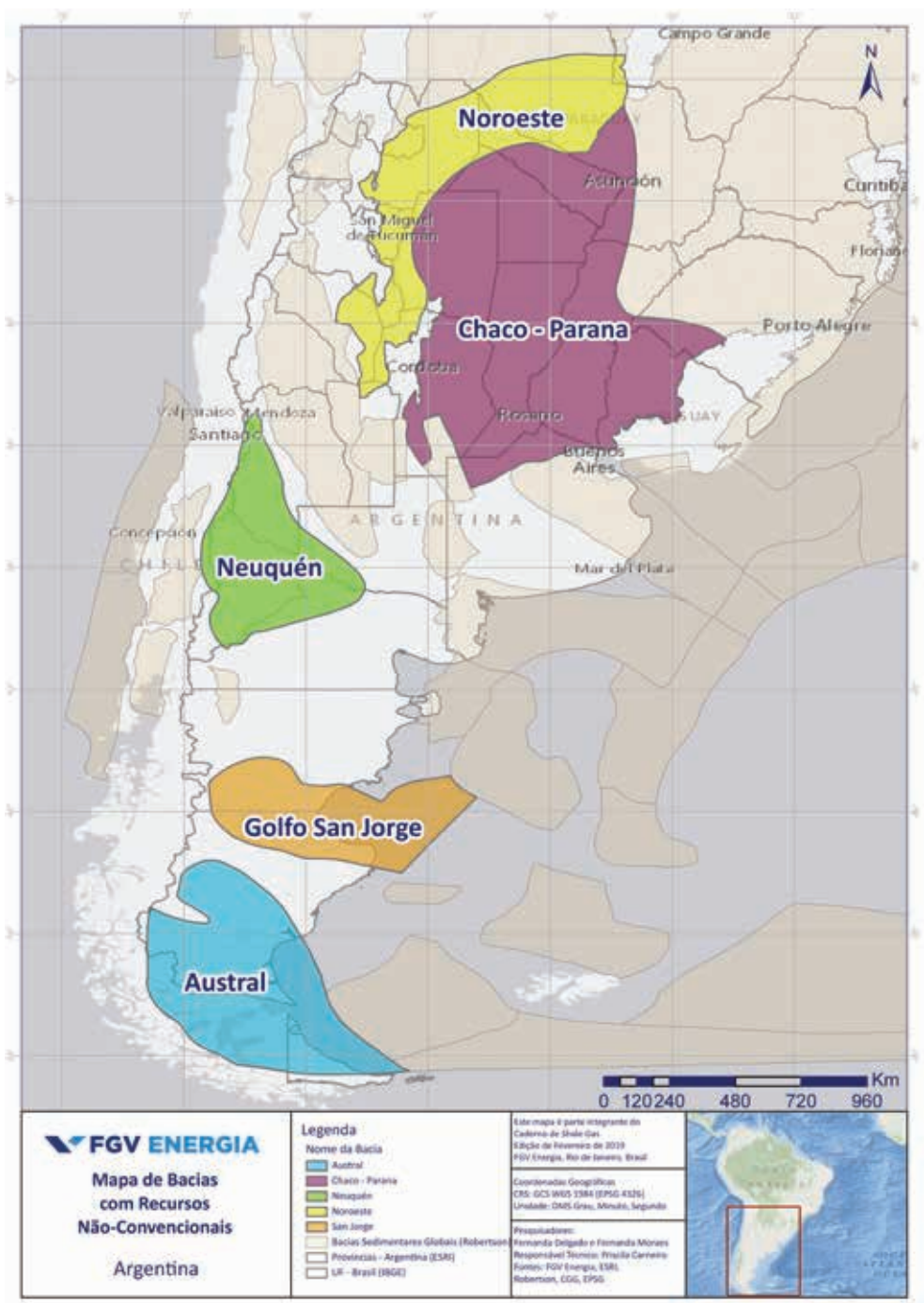
Fonte: GOMES E BRANDT, 2016.

Reservas prováveis de gás natural representam um pouco mais de 40% do nível de reservas provadas. Há também uma forte concentração em reservas provadas de gás por empresa, uma vez que os três principais operadores representam quase 78% do total. Total Austral, com 35% do total de reservas e uma posição dominante na bacia Austral, onde detém maior parte de suas atividades. É seguido pela YPF, o *player* mais relevante na bacia de Neuquén, com 25% das reservas do país. A Pan American Energy (PAE) ocupa o terceiro lugar e é líder na bacia do Golfo San Jorge, com quase 18% das reservas totais (GOMES E BRANDT, 2016).

O país teve sua indústria de petróleo e gás natural liberalizado a partir de 1992, com a privatização da YPF. A partir de então experimentou forte crescimento. Com isso passou a exportar gás natural para os países do Cone Sul (Brasil, Chile, Paraguai e Uruguai). Porém, com a crise econômica no país em 2002, não conseguiram manter o crescimento da produção. Anos depois o governo incluiu projetos para ampliar novas reservas e reverter essa tendência, como *shale gas*.

As cinco maiores bacias de recursos de *shale gas* estão ilustradas na Figura 16. Nestes, 4 bacias estão produzindo (Noroeste, Neuquén, Golfo San Jorge e Austral).

FIGURA 16: BACIAS CONTENDO RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

A Argentina está entre os quatro países que produzem volumes comerciais de *tight gas/oil* e *shale gas*. Além dela, os outros são: Estados Unidos, Canadá e China (EIA, 2015). A formação de Vaca Muerta (VM), localizada na Bacia de Neuquén, tem de recursos recuperáveis de *shale gas* o estimado de 308 Tcf. Propriedades geológicas de Vaca Muerta tem sido comparadas com o *play* Eagle Ford nos Estados Unidos, em termos de sua profundidade, espessura, pressão e composição mineral.

A bacia de Neuquén tem grandes reservas de *shale gas*, obtendo uma oportunidade de otimização e integração em um mercado regional de gás. Com isso, a região de Vaca Muerta tem um enorme potencial futuro de crescimento.

Com a produção atingindo 50.000 boe/d atualmente, é o *play* não convencional mais bem-sucedido fora dos EUA. A Argentina tem uma grande oportunidade, mas depende de ganhos de escala para reduzir seus preços. O governo da Argentina está otimista com os resultados obtidos até agora com o desenvolvimento do *shale gas* e busca investidores para aumentar a competitividade da área, principalmente em infraestrutura (DELGADO, 2017). Vale destacar que o preço do gás natural na Argentina está em torno de US\$ 3,30/MMBTU e o governo afirmou que está trabalhando para colocar o preço do gás no mercado aos mesmos níveis dos EUA (menos que US\$ 3/MMBTU).

A Argentina é o país latino-americano com o maior avanço na exploração dos recursos não convencionais. De acordo com estimativas reali-

zadas pelo EIA (2015), o país possui a quarta maior quantidade de óleo não convencional tecnicamente recuperável do mundo, com 27 bilhões de barris de *shale oil*, e a segunda maior quantidade de *shale gas*, com 802 Tcf.

Vale destacar que, no total, a produção de gás não convencional alcançou 39% do total de gás natural produzido no país, representando um aumento de 32% em relação a 2016, graças aos investimentos feitos nesse setor. Em 2016 foram perfurados 268 poços produtores, sendo que destes, 191 foram de gás natural em reservatórios não convencionais, equivalente a 71% dos poços perfurados no país. Estima-se que até 2020 tenham sido fraturados aproximadamente 500 poços de *shale gas* em Vaca Muerta, o que elevará sua produção a aproximadamente 40MMm³/d (DELGADO, 2017).

O desenvolvimento econômico, social e melhorias na infraestrutura que a exploração e produção de petróleo e gás natural em jazidas não convencionais está promovendo na região de Neuquén, e em toda a Argentina, é inquestionável, tendo ainda gerado milhares de postos de trabalho. As diretrizes do governo Argentino são de:

- Perspectiva de se duplicar a produção de petróleo e gás da Argentina em 5 anos (até 2023), atingindo respectivamente 1 MMbbl/d e 238MMm³/d.
- Perspectiva de se triplicar a produção de petróleo e gás da Argentina em 12 anos (até 2030), atingindo respectivamente 1,5 MMbbl/d e 400MMm³/d.

- A presença na região de Neuquén de praticamente todas as principais empresas operadoras de petróleo do mundo.
- A perspectiva de geração de 500 mil empregos associados ao desenvolvimento dos recursos petrolíferos de Vaca Muerta.
- O atual portfólio de 31 projetos chave, dos quais apenas cinco se encontram em fase de desenvolvimento. Desses projetos, um dos mais exitosos é o Campo Fortín de Piedra, operado pela Tecpetrol, que passou de 0,5MMm³/d para 12MMm³/d no intervalo de um ano.
- A perspectiva de reversão do recente histórico de declínio da produção a partir do desenvolvimento de recursos petrolíferos de baixa permeabilidade em Vaca Muerta afetando positivamente a balança comercial e a segurança energética nacional.
- A eficiente articulação entre os diversos atores comprometidos com o desenvolvimento de Vaca Muerta. Essa articulação é bem representada pela série de reuniões denominadas "*Mesa Vaca Muerta*", que ocorrem a cada três semanas.



O governo acredita que o *boom* do *shale gas* se dará junto com o fim do contrato de importação de gás da Bolívia para o Brasil. Segundo especialistas argentinos, a produtividade dos poços, a estabilidade regulatória e jurídica do país colocam o gás de *shale* argentino como uma oportunidade de investimento mundial, o que facilitará a atração de empresas de exploração, produção, transporte, processamento e infraestrutura para a região.

O investimento estrangeiro está aumentando na Argentina para a produção de gás não convencional. É necessária uma reestruturação da infraestrutura de gasodutos de acordo com o crescimento dessa produção. Ainda há uma escassez de equipamentos especializados e de fraturamento que devem ser avaliados para que

se alcance a projeção de 75% da produção total de gás natural até 2040 (EIA, 2017).

A maioria dos países da região ainda está nas etapas iniciais de desenvolvimento de seus mercados de gás natural, o que torna crítico solidificar suas demandas internas antes de seguir com as etapas subsequentes, como a exportação de excedentes, por exemplo. É certo que, até que os principais mercados da região alcancem algum nível de maturidade e sejam desenvolvidos modelos regulatórios competitivos e sustentáveis, junto com uma maior flexibilidade de abastecimento, haverá oportunidades para a Argentina liderar a integração regional, e o país quer estar preparado para tal. De outra forma, os esforços de integração serão pontuais e de difícil sustentação.

A Argentina está se preparando para sair na frente para ocupar um papel relevante na integração energética regional, a partir da exportação de gás para o Brasil e para o Chile.



Os reflexos do *shale* na geopolítica mundial

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma breve discussão dos impactos da produção de *shale gas* na geopolítica e na petropolítica mundial.

3.1. GEOPOLÍTICA

Entende-se por geopolítica o ramo da geografia que busca interpretar os fatos atuais e o desenvolvimento dos países, por meio das relações e estratégias entre o poder político e os espaços geográficos destas nações (DELGADO, 2009). Por petropolítica entende-se a geopolítica relacionada ao petróleo, onde são analisados os

cenários e a dinâmica global para obter/ manter/ escoar o recurso. Os movimentos cíclicos de escassez e abundância de óleo no mercado internacional faz lugar comum nas disputas entre as principais potências econômicas mundiais. Neste cenário, um dos conflitos mais relevantes envolve os Estados Unidos, até pouco tempo o maior importador de petróleo.

A revolução do *shale gas* nos EUA provocou um aumento expressivo na produção de óleo e gás norte-americana, transformando o país em um exportador, algo antes não pensado. Entretanto, o termo revolução não se resume apenas a números e índices de produção, mas no fortalecimento da influência americana no mercado global e da sua própria segurança energética.

Além da independência americana cada vez maior em relação ao próprio abastecimento de hidrocarbonetos em seu território, a expectativa de cenários otimistas é de que o país se torne um exportador de óleo e gás a partir de 2020. A atual produção de petróleo norte-americana é de 11,7 milhões de barris por dia (EIA, 2018), maior que a do Iraque e Irã combinadas (ZACAN, 2018). O protagonismo dos Estados Unidos nessa indústria é vantajoso, também, para os países importadores de petróleo e derivados, dado que estes ficam menos dependentes de outros países produtores que estão sujeitos a conflitos internos, governos autoritários e cartéis controladores de preços.

É inegável que a revolução do *shale* provocou um boom no fornecimento de petróleo global, possibilitando aos americanos alterarem a balança comercial do país. A dramática mudança nesse cenário foi capaz de pôr fim ao banimento de exportações de recursos naturais, em vigor no país há décadas. No entanto, todo esse potencial somente será concretizado caso a infraestrutura norte-americana seja capaz de suportar esse crescimento. Nesse quesito, entram questões logísticas, de licenciamento, estruturais (construção de gasodutos, unidades de tratamento e processamento) e da própria produção. Dessa forma, é fundamental que os EUA atendam a essas demandas para que possam transformar todo o potencial em realidade.

A diversificação do fornecimento global, além de promover um elemento de alteração no fornecimento reduzindo a influência dos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo)¹⁸ e seus associados, permitiu também a Estados importadores a adoção de medidas orientadas para o mercado, o que acaba por influenciar sua política externa.

Entre os países afetados pelo saldo positivo da balança comercial de gás natural norte-americana está a Rússia, que atualmente é a maior fornecedora do energético para a Europa. Ao longo do tempo, os russos construíram um imenso poder de barganha nas decisões e no relacionamento com membros da União Europeia (UE) por serem os principais fornecedores do continente.

Com a possibilidade de exportação de gás natural por parte dos Estados Unidos, o recurso energético proveniente da Rússia perderia a capacidade de atuar como ferramenta política, passando a ser mais um produto negociado em função de questões econômicas. Os impactos de uma redução do poder russo na distribuição de gás no continente poderiam ser benéficos, ainda, para países detentores de reservas dentro do próprio continente, mas cuja extração e posterior comercialização não é viável atualmente. Esse é o caso da Polônia, por exemplo, que possui um número considerável de reser-

vas não convencionais e que poderia, com elas, abastecer o país e se tornar independente dos outros países europeus.

Há também o caso dos países do Oriente Médio que, mesmo com suas imensas reservas, seriam impactados de mais de uma forma pelo *shale* norte-americano. Inicialmente, pela redução das importações americanas e, em um segundo momento, pela competição por mercado. Já se observa, com a volta dos embargos impostos pelos Estados Unidos ao Irã, que o país americano não só independe dos recursos iranianos, como pretende reduzir a influência do país árabe na geopolítica global (KAPLAN, 2012). Outro elemento elucidativo é a decadência de fornecimento de outros grandes produtores, como a Venezuela, que passa por uma séria crise político-econômica, onde a produção atual já é inferior à do Brasil.

A recente aliança de interesses entre americanos, sauditas e russos, com foco na determinação do preço do barril de petróleo considerando uma margem que seja lucrativa para todos, também ilustra o aumento do poder de influência que os EUA alcançaram nos últimos anos (KAPLAN, 2012). Por outro lado, o aumento das incertezas provocadas pelas políticas pouco transparentes do atual governante americano torna a previsibilidade e o próprio status do fornecimento americano, no mínimo, questionável.

18. OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo. Tem o objetivo de estabelecer uma política petrolífera comum a todos os grandes produtores de petróleo do mundo (países membros), definindo estratégias de produção e controle de preços de venda de petróleo.

3.2. PETROPOLÍTICA

O gás não convencional afetou a oferta mundial de petróleo, possibilitando aos americanos removerem aproximadamente cinco milhões de barris de petróleo importados diariamente do mercado internacional (o consumo mundial hoje está em torno de 89 milhões de barris por dia), jogando os preços internacionais para baixo (DELGADO, 2009).

Os preços do petróleo no mercado internacional começaram a declinar moderadamente, a partir de junho de 2014. Ansari (2017) menciona que na reunião dos membros da OPEP em novembro de 2014 foi anunciado que não haveria um corte de produção, e os preços atingiram US\$ 30/bbl em dois meses. Em dezembro de 2015, após um ano de preços deprimidos, a OPEP decidiu manter sua produção, o que foi explicado por alguns analistas (BAFFES (2015), BAUMEISTER E KILIAN (2016), DALE (2016), KHAN(2017) por três teorias:

1. A OPEP estaria tentando defender seu *market-share* por meio da inundação do mercado em uma tentativa de inviabilizar a produção de *shale*;
2. A revolução do *shale* anulou o poder de mercado da OPEP, deixando o cartel sem opção a não ser a de tomador de preços; e

3. A OPEP estava incerta sobre o potencial efetivo do *shale* e precisava testar sua performance em um cenário de preços baixos.

Todavia, independente do que efetivamente foi a estratégia da OPEP na época, o corte de produção logo veio em 2016, em uma ação conjunta entre OPEP e Rússia removendo 1,8 milhões de bbl/d do mercado, inclinando a curva de preços para cima¹⁹. Entretanto, é importante destacar que nem sempre o preço do barril do cru no mercado internacional por si só foi o elemento mais importante para consubstanciar uma situação de crise econômica. É também importante a oscilação desses preços no mercado internacional que imprime um espectro de incerteza nos países e em seus planejamentos estratégicos, econômicos e financeiros uma vez que sejam dependentes dessas receitas petrolíferas.

Ainda assim é importante mencionar que esta revolução só foi possível graças a combinação de uma geologia favorável, significativo conhecimento das bacias sedimentares norte-americanas e uma malha de gasodutos extensa e capilarizada, além da peculiaridade relacionada à propriedade do subsolo nos EUA.

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

19. No início de 2016, o preço do barril de petróleo atingiu mínimas em quase 12 anos, sendo negociado abaixo de US\$ 30. Após a negociação do corte da oferta do barril de petróleo foi causada alta de 15% nos preços. A Arábia tem o controle de 10% da produção mundial. A Saudi Aramco, maior empresa de energia do mundo, abriu 5% do seu capital em ações, com resultado de 125 milhões. Em 2016 o valor da Saudi Aramco era cotado em US\$ 2,5 trilhões.

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

Em geral, uma crescente diversidade de produtores no mercado global de petróleo melhora a segurança do suprimento aumentando a fungibilidade reduzindo o risco de uma indisponibilidade de um único produtor para o mercado global de petróleo. A proliferação de produtores também inibe a capacidade da OPEP ou de qualquer outra combinação de fornecedores de usar cortes de produção para fins geopolíticos.

No ambiente atual, os importadores de petróleo podem empregar ferramentas orientadas ao mercado para influenciar a política externa, como por meio da restrição de exportações de países onde o comportamento entra em conflito com as normas internacionais, como foi visto recentemente com as sanções internacionais contra o Irã.

Embora a produção de *shale* já tenha começado a remodelar a segurança energética relacionada ao petróleo, a totalidade de suas implicações para os mercados globais de petróleo ainda precisa ser concretizada. Mesmo um aumento modesto na produção fora dos Estados Unidos, por exemplo, poderia aumentar ainda mais a segurança global do petróleo, aumentando a diversificação e aumentando a elasticidade da oferta. As características únicas do *shale* - investimentos em pequena escala e ciclo curto de produção e retorno de investimento - também podem reduzir as oportunidades de interferência política, particularmente em lugares onde questões "acima do solo" impedem uma produção viável. Na Argentina, por exemplo, apesar da significativa interferência política que afastou os investidores estrangeiros - e até expropriou seus negócios - o *shale* continuou a atrair interesse.



...Em setembro de 2017, constatou-se que o declínio da produção dos campos em terra tem afetado fortemente as regiões produtoras dos estados do Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas e Rio Grande do Norte. Estas estão entre as maiores bacias terrestres produtoras do país...

O *Shale gas* no Brasil

Este Capítulo tem como objetivo contextualizar as atividades de exploração e produção em ambientes terrestres (*onshore*) no Brasil, trazendo uma análise dos principais programas governamentais de estímulo a estas atividades e a legislação pertinente, e uma discussão a respeito dos desafios ambientais, de infraestrutura e de investimentos relacionados ao *shale gas*.

4.1. O PROGRAMA REATE

O Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) é um programa do governo instituído pela Portaria nº 17 do MME em janeiro de 2017, cujos objetivos são propor e monitorar ações, projetos e políticas voltadas ao incremento das atividades de exploração e produção

de petróleo e gás natural em terra, revitalizando essas atividades em território nacional, estimulando o desenvolvimento local e regional e aumentando a competitividade da indústria *onshore* do país. De acordo com a Delgado e Febraro (2018), com o programa REATE, o governo prevê que a produção terrestre brasileira de óleo e gás seja mais do que triplicada até 2030, passando dos atuais 130 mil barris/dia para 500 mil barris/dia.

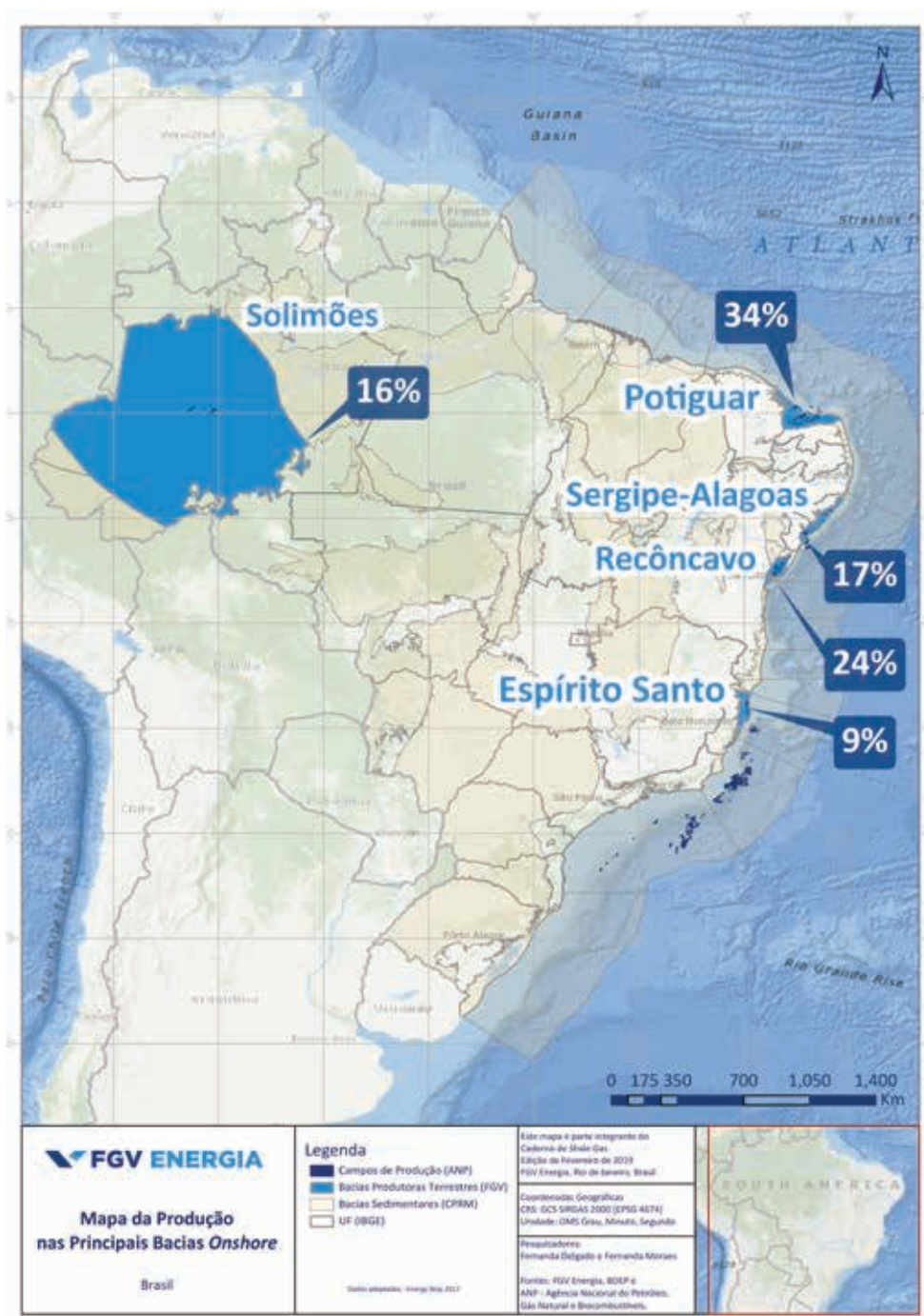
Segundo a EPE (2018), as principais ações do REATE são retomar as discussões²⁰ em torno da aplicação das técnicas de exploração e produção de recursos de baixa permeabilidade e realizar um projeto piloto para avançar na avaliação do potencial petrolífero desse tipo de recurso sob a ótica do licenciamento ambiental. As bacias sedimentares terrestres no Brasil são de grandes dimensões, sendo que algumas delas já são consideradas maduras e outras ainda demandam conhecimento, sendo classificadas como novas fronteiras. Nas áreas de bacias maduras, o maior conhecimento geológico possibilita um risco exploratório menor mesmo em um ambiente em que o volume de hidrocarbonetos recuperáveis seja potencialmente menor.

No diagnóstico realizado pela FIRJAN (2018) em setembro de 2017, constatou-se que o declínio

da produção dos campos em terra tem afetado fortemente as regiões produtoras dos estados do Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas e Rio Grande do Norte. Estas estão entre as maiores bacias terrestres produtoras do país, como mostrado na Figura 17. A redução dos investimentos da Petrobras nestas áreas, e os baixos preços do petróleo no mercado mundial, contribuíram fortemente para a redução da atividade exploratória e o mencionado declínio. Com base no documento, que levantou a criticidade desta atividade, foram estabelecidas ações prioritárias que se encontram em desenvolvimento, as quais podem ser enquadradas em três dimensões: Políticas Governamentais e Regulação, Comercialização e Infraestrutura. As ações previstas tratam da elaboração de políticas, adequação regulatória, sinergias no processo de licenciamento ambiental dos estados, infraestrutura, além de questões comerciais e tributárias.

20. Para saber mais sobre o programa acesse: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/REATE+Relat%C3%B3rio+Final+Revisado+15set17+publicado.pdf/96232408-9e56-4e2c-bf07-1739e4ba2a0a>

FIGURA 17: PERCENTAGEM DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS DAS CINCO MAIORES BACIAS *ONSHORE* DO BRASIL



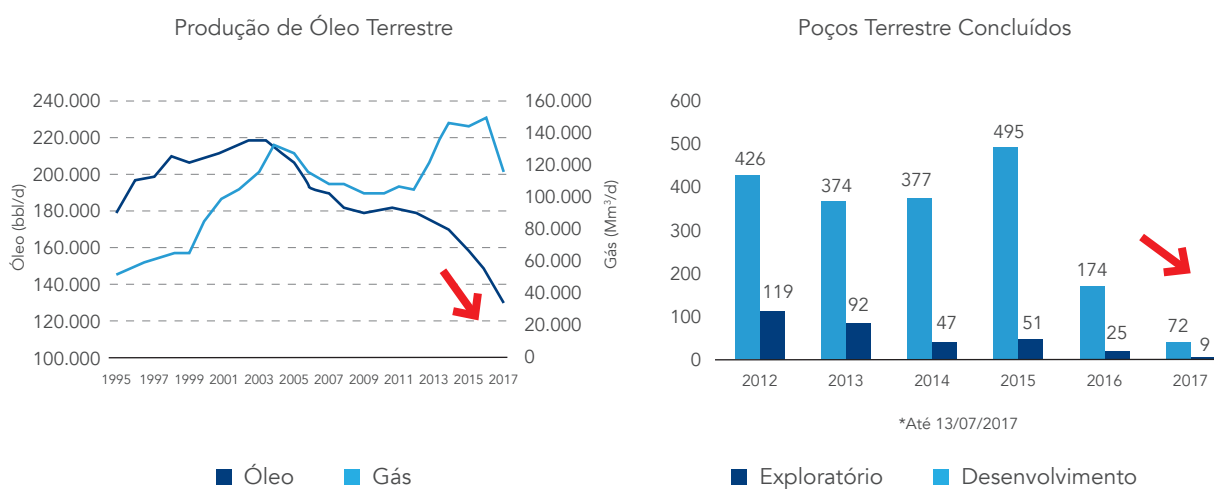
Fonte: Elaboração própria, 2018.

No que concerne ao aumento do número de empresas operadoras de campos em terra, têm-se grandes expectativas em relação ao Plano de Desinvestimentos da Petrobras. O sucesso da iniciativa de venda dos campos relacionados pela empresa tem impacto direto nos objetivos do REATE. Pode-se afirmar que o REATE mantém seu foco no desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural terrestre em todas as suas etapas, quais sejam exploração, desenvolvimento, produção e descomissionamento, englobando desde as áreas maduras até as áreas de novas fronteiras. Além disso, mantém ainda os objetivos estratégicos

de revitalização das atividades de exploração e produção (E&P) em áreas terrestres no país, o estímulo ao desenvolvimento local e regional e o aumento da competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional (FIRJAN, 2018).

A produção de óleo em poços terrestres diminuiu 27% entre 2012 e 2017. Os poços exploratórios concluídos caíram de 119 em 2012 para 9 em 2017, uma queda de 92% (Figura 18). Entre 2017 e 2018, de acordo com os dados oficiais da ANP, a produção dos campos terrestres reduziu cerca de 20.000 barris de óleo por dia (SANTOS JR., 2018).

FIGURA 18: PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS TERRESTRE E NÚMERO DE POÇOS



Fonte: ANP, 2018.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2017), além dos campos com acumulações marginais, o governo brasileiro também tem ofertado blocos exploratórios terrestres em bacias maduras e em bacias de novas fronteiras tecnológicas. O Projeto Topázio, iniciativa da Petrobras para a venda de ativos em bacias

maduras, prevê a transação de 104 campos terrestres com produção de 35 mil barris/dia de petróleo. Estes campos, considerados maduros²¹, têm sua viabilidade de operação relacionada à redução de custos e, por sua vez, não são atrativos economicamente para grandes empresas.

A oferta de áreas em bacias de novas fronteiras tem por objetivo atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, possibilitando o surgimento de novas áreas produtoras e uma melhor quantificação do potencial nacional. Estas áreas se mostram mais atrativas para empresas de pequeno e médio porte, já que seus custos podem ser mais facilmente moldados para cada tipo de operação.

21. Campo maduro é aquele cujo o reservatório de óleo e gás natural, após a exploração primária ainda detenha 40-60% de seus recursos *in situ* (Oil & Gas Journal, 2004), ou seja, que se encontra naturalmente em queda de produtividade rumo à exaustão de sua reserva recuperável (ultrapassou o pico de produção).

De acordo com a ANP (2018), a maior parte dos campos terrestres está localizada na Bahia (78), seguida do Rio Grande do Norte (71), Espírito Santo (32), Sergipe (16) e Ceará (2). Além da questão do fator de recuperação dos campos maduros, as características técnicas do segmento *onshore* costumam implicar em margens de retorno mais baixas e mesmo assim requerer grande controle dos custos operacionais. Consequentemente, tais *plays* acabam não despertando interesse por todas as empresas, voltadas na maioria das vezes para as de menor porte.

4.2.0 POTENCIAL NACIONAL

As bacias sedimentares brasileiras com potencial para óleo e gás de folhelho estão na pauta de diversas empresas de exploração de hidrocarbonetos. Paraná, Parecis, Parnaíba e Recôncavo merecem atenção especial, em função de localização geográfica, qualidade da rocha, infraestrutura e/ou potencial de desenvolvimento socioeconômico.

Os EUA demonstraram o quanto o desenvolvimento desta cadeia foi decisivo para levá-los

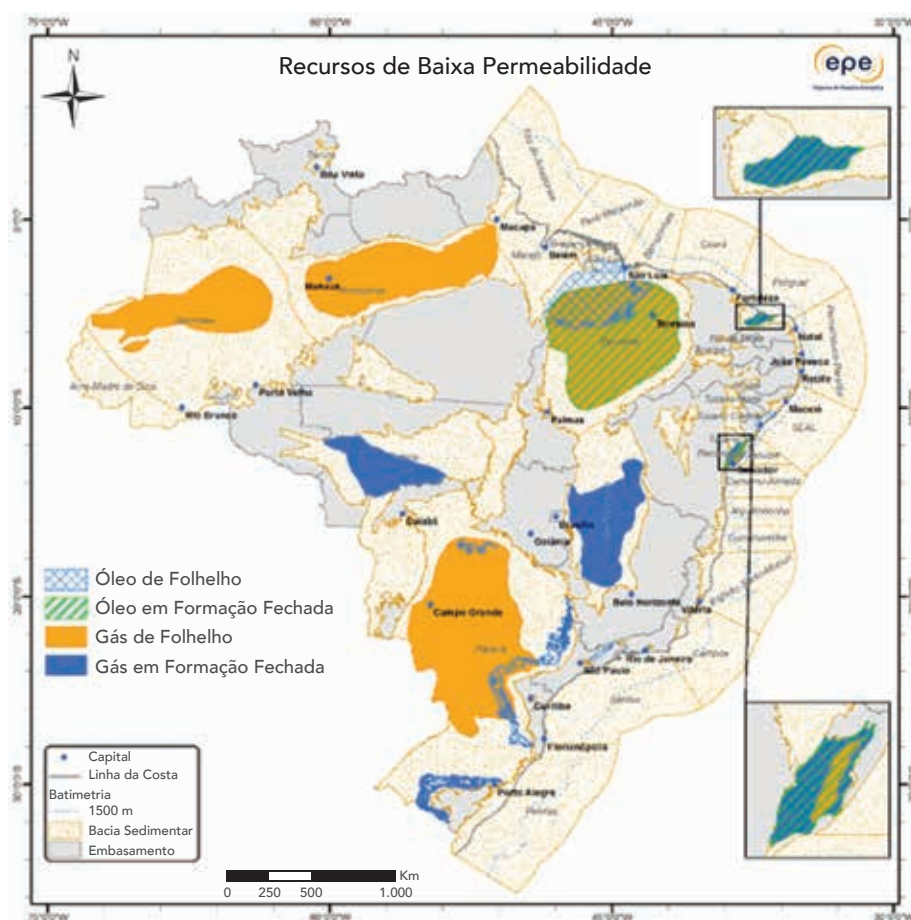
da condição de país importador para exportador de gás, com importante resultado econômico e social, como mencionado no Capítulo 2. Países como Argentina e China estão em fase de avaliação de suas reservas e recursos prospectivos de não convencionais. Esta fase é posterior à de exploração, e acontece após a perfuração de poços exploratórios e estratigráficos²², quando se obtém um conhecimento mais aprofundado da bacia sedimentar em estudo.

No Brasil as reservas não convencionais já mapeadas são consideradas significativas. Na Figura 19 são mostradas as regiões em potencial de acordo com os recursos.

- Gás de Folhelho: Amazonas, Paraná, Parnaíba, Recôncavo e Solimões;
- Gás em Formação Fechada: Parecis, Potiguar Terra, Recôncavo e São Francisco;
- Óleo de Folhelho: Paraná e Parnaíba;
- Óleo em Formação Fechada: Parnaíba, Potiguar Terra e Recôncavo.

22. Poço estratigráfico é feito para mapear dados geológicos das camadas de rocha e obter outras informações relevantes; Poço Pioneiro: é o primeiro poço perfurado quando buscamos petróleo e/ou gás natural; <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm>

FIGURA 19: BACIAS DE FONTES NÃO CONVENCIONAIS MAPEADAS NO BRASIL



Fonte: EPE, 2018.

Observa-se que, na Amazônia, existe potencial na porção Ocidental, na bacia sedimentar do Solimões (que atinge o Acre e o Amazonas), e também em uma extensa faixa que passa por Manaus até Macapá (afetando os estados do Amazonas, Pará e Amapá), na bacia sedimentar do Amazonas. Além disso, há potencial de ocorrência de gás de folhelho em uma faixa que segue de Rondônia ao Norte do Mato Grosso, na bacia sedimentar do Parecis. Na bacia do Parnaíba, os estados do Maranhão

e do Piauí apresentam potencial, bem como o estado de Tocantins. Uma estreita faixa que se projeta em paralelo no litoral ao norte de Salvador também foi mapeada como possível ocorrência de gás. Ela atinge a Bahia, Sergipe e Alagoas. Por fim, na bacia sedimentar do Paraná há uma área de ocorrência com potencial de presença de gás de folhelho que segue do Mato Grosso, em direção a Mato Grosso do Sul, Goiás, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (RIBEIRO, 2014).

As bacias do Paraná, Solimões e Amazonas já possuem dados geológicos suficientes para se avaliar o potencial de gás e óleo de *shale*: as três bacias possuem reservas tecnicamente recuperáveis estimadas em 245 trilhões de pés cúbicos de gás e 5,4 bilhões de barris de óleo (EIA, 2013).

Em 2013, o Brasil ocupava o 9º lugar mundial em reservas de gás não convencional, de acordo com estimativas do EIA. Porém, ainda são muitas as bacias terrestres que carecem de dados geológicos e geofísicos para que os recursos sejam identificados com maior precisão.

A bacia do Parecis, apesar de ter poucos poços perfurados, infraestrutura deficiente, e estar subdividida em três regiões geologicamente distintas, é uma bacia com menor deformação. Por outro lado, sua localização em regiões de reservas indígenas é um empecilho (BAHIA, 2007). A bacia do Parnaíba tem uma campanha exploratória mais desenvolvida quando comparada com Parecis, principalmente depois da descoberta de gás em 2010/11, que resultou nos campos hoje em produção "Parque dos Gaviões". A qualidade

da rocha dessas duas bacias é favorável à exploração de reservatórios não convencionais. As bacias do Paraná e do Recôncavo, diferentemente das outras duas, dispõem de uma infraestrutura bem mais desenvolvida, situando-se próximas a polos industriais. As camadas geológicas mais uniformes e a qualidade da rocha reservatório também são favoráveis a exploração de recursos não convencionais.

4.3. DESAFIOS

Os desafios trazidos pela infraestrutura mostram que a produção de óleo e gás *onshore* está fortemente relacionada aos segmentos de transporte, refino e distribuição. Como mostrado no Capítulo 2, um dos destaques para a consolidação do *shale gas* nos Estados Unidos é ter uma rede de dutos altamente estruturada. No Brasil isso ainda não é uma realidade. Se a produção ocorre em áreas isoladas do interior, o custo de escoamento é elevado e com ele o custo total do gás. Além disso, é necessário ter um mercado aberto para os operadores.

No Brasil, existem nove operadores independentes, que respondem por 0,38% da produção de petróleo nacional. A título de comparação, nos EUA, são mais de 13 mil empresas responsáveis por 54% da produção de óleo americano (FIRJAN, 2017).

Os desafios econômicos se relacionam com os de infraestrutura. Para projetos de produção de gás, por exemplo, um importante fator distintivo é o alto custo de transporte (STEVENS, 2010). Quando o gás chega ao consumidor final, este já tem custos maiores por unidade de energia. Nos dutos, a infraestrutura intensiva em capital e a limitação de transporte ponto-a-ponto acabam por exigir contratos de longo prazo para garantir um fluxo mínimo de receita por pelo menos dez anos que permita recuperar o capital investido (AMORIM, 2014).

Dessa forma, a análise de investimentos na exploração de gás *onshore* no Brasil, bem como o uso de técnicas de fraturamento, perpassam pela escolha do melhor modelo de negócios para monetizar o gás a ser produzido regionalmente nessas áreas: transporte por gasodutos para áreas consumidoras, geração de energia elétrica (*gas-to-wire*²³) ou GNL (gás natural liquefeito²⁴).

No âmbito do meio ambiente, a fonte não convencional encontra uma das suas maiores dificuldades, principalmente na obtenção de licenças ambientais. Os processos para obtenção dessas licenças passam por órgãos ambientais e fiscalizadores das esferas nacionais e estaduais e são, em certa medida, morosos e pouco eficientes. Além disso, há uma dificuldade de aceitação por parte da população ao método de fraturamento utilizado. Até a 12ª rodada de licitação feita pela ANP a exploração do gás não convencional era permitida em todos os

blocos, com a ressalva de se perfurar até a rocha geradora para obter conhecimentos geológicos sobre a área. Na rodada 12, das 240 áreas oferecidas, 72 foram concedidas, dentre as quais 54 tinham potencial para a presença de não convencionais. A Petrobras adquiriu a maior parte dessas áreas, operando exclusivamente ou por meio de consórcios (NORTON ROSE FULBRIGHT, 2018).

Em junho de 2014, o Ministério Público Federal (MPF) do Paraná suspendeu na Justiça Federal a aprovação de 11 áreas licitadas pela 12ª rodada de licitações, realizada em novembro de 2013. As atividades foram então suspensas até a realização de estudos técnicos que demonstrassem a viabilidade, ou não, do uso da técnica de fraturamento hidráulico no Brasil, com prévia regulamentação do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Em novembro de 2014, a Justiça Federal também acatou pedido semelhante do Ministério Público Federal da Bahia, suspendendo, em caráter liminar, os efeitos decorrentes da 12ª rodada de licitações (CNI, 2017).

Na 13ª Rodada de Licitação, contrariando os problemas ocorridos no certame anterior, a técnica de fraturamento hidráulico com perfuração horizontal continuou permitida. Foi aberta a possibilidade de prorrogação dos prazos de licenciamento ambiental contanto que o atraso fosse por responsabilidade dos órgãos ambientais. O edital não diferenciava os blocos entre convencionais e não convencionais.

23. Refere-se à queima de gás *onshore* em instalações de geração de energia local para campos de gás.

24. É o gás natural que após purificado é condensado ao estado líquido por meio da redução da sua temperatura a -163° C.

Na 14ª Rodada foram licitados e arrematados blocos de campos terrestres em 6 bacias diferentes, sendo elas: Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Paraná, Recôncavo, Potiguar e Parnaíba. Com relação à aplicação da técnica de fraturamento hidráulico, a ANP instituiu, após consulta pública, a Resolução nº 21/ 2014 que versa sobre a utilização de tal técnica em reservatórios não convencionais. A resolução existe para cobrir a lacuna na legislação competente em relação à aplicação da técnica no país. Essencialmente, são determinados alguns requisitos para os projetos de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional: adoção obrigatória de um sistema de gerenciamento ambiental, incluindo controle de efluente, tratamento e plano de disposição; um requerimento para obtenção da aprovação da ANP para a atividade; uma série de padrões relativos à atividade em si e à preparação de um plano emergencial. Vale lembrar que essas são exigências adicionais aos já mencionados relatórios e licenças ambientais (NORTON ROSE FULBRIGHT, 2018).

As agências ambientais, CONAMA e IBAMA, também demandam requerimentos aos concessionários, para apresentação de um plano de controle, monitoramento e mitigação dos riscos

ambientais oriundos da exploração e produção de um sistema. A Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência – SBPC - manifestou-se em 2013 pela suspensão da licitação de áreas para exploração de gás de folhelho oriundas da 12ª Rodada de Licitações, até que se aprofundassem os estudos acerca dos possíveis prejuízos ambientais da atividade exploratória. Verificou-se a recomendação do Ministério Público Federal – MPF, de realização de uma avaliação ambiental estratégica para que fossem esclarecidos os riscos e impactos ambientais relacionados a essa exploração. Seguiram-se diversas ações do MPF no Piauí, Bahia, Paraná e São Paulo, em vários casos com liminares acolhidas pela Justiça determinando restrições aos contratos já assinados, no tocante à exploração e produção de gás não convencional, ou ainda à proibição de assinatura daqueles ainda não formalizados. Entre estes estados, de acordo com a Ecodebate (2016), mais de 60 cidades proibiram o método, sendo a maioria no estado do Paraná. Em todos os casos, exigiu-se a suspensão de novos procedimentos licitatórios, enquanto não se contasse com a prévia regulamentação da atividade pelo CONAMA e a realização de AAAS (Avaliação Ambiental de Área Sedimentar) (PROMINP, 2016)²⁵.

25. Por exemplo, a Seção Judiciária Federal do Piauí – Subseção de Floriano proferiu decisão em antecipação de tutela, determinando “a suspensão de todos os atos decorrentes da arrematação do bloco PN-T-597 localizado na Bacia do Parnaíba, no que se refere à exploração de gás de shale”. A decisão determinou também que a 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” (ANP, 2014). A Seção Judiciária da Bahia – 13ª Vara Federal, também com decisão em antecipação de tutela, “suspendeu os efeitos decorrentes da 12ª Rodada de Licitações em relação aos blocos da Bacia do Recôncavo (setores SREC-T2 e SREC-T4), exclusivamente para a exploração de gás de folhelho com uso de técnica de fraturamento hidráulico”. A decisão determinou “a não realização de outras licitações e o não prosseguimento a 12ª Rodada enquanto não houver a prévia regulamentação pelo CONAMA e a devida AAAs – Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares” (ANP, 2014).

A atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, a partir de reservatórios não convencionais, exige a aplicação de técnicas específicas de estimulação (fraturamento hidráulico com injeção de volumes de fluidos superiores a 3.000 m³). Visando a normatização da atividade, com a garantia da segurança operacional e da preservação ambiental e da saúde humana, a ANP publicou em 10 de abril de 2014 a Resolução nº 21/2014, que obriga o empreendedor a apresentar à agência a descrição da feição geológica mapeada.

A Resolução veda o fraturamento hidráulico em reservatório não convencional em poços cuja distância seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, dentre outros usos humanos.

Já em seu artigo 8º, a Resolução vincula a aprovação do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional pela ANP à apresentação pelo operador, com antecedência mínima de 60 dias do início da perfuração, dos seguintes documentos: licença ambiental do órgão competente com autorização específica para as operações de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, quando aplicável; outorga ou autorização para a utilização dos recursos hídricos, conforme legislação aplicável; laudo fornecido por laboratório inde-

pendente, acreditado pelo INMETRO, para os corpos hídricos superficiais (reservatórios artificiais ou naturais, lagos e lagoas) e poços de água existentes em um raio de 1.000 metros horizontais da cabeça do poço a ser perfurado, contendo, além das análises porventura exigidas pelo órgão ambiental competente, outras informações de interesse. A Resolução exige, ainda, para a aprovação pela ANP, informações detalhadas sobre o projeto do poço e do fraturamento, incluindo o controle da expansão de fraturas, uso da água, composição do fluido de fraturamento e controle de efluentes.

A partir de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) decidiu que as áreas em blocos terrestres, inclusive em nova fronteira, não seriam mais incluídas nas rodadas de licitação e ficariam apenas em oferta permanente. A oferta permanente consiste na oferta contínua de campos devolvidos e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à ANP (SOUZA, 2018).

A regulamentação estabelecida pela ANP para a Oferta Permanente de áreas, que foi aprovada pelo CNPE na Resolução nº 17/2017, prevê a modelagem para o estabelecimento de *royalties*, o *Reserve Based Lending* – RBL²⁶ (em processo de regulamentação pela ANP), e a disponibilização de pacote de dados das rodadas a preços mais acessíveis, dentre outras.

26. *Reserve Based Lending*: É um tipo de financiamento em que o empréstimo é segurado pelas reservas não desenvolvidas de petróleo e gás de um devedor. A facilidade é reembolsada usando os proventos que derivam de vendas no campo ou na carteira de campos em produção.

Os mecanismos de punição aos danos ambientais no Brasil englobam a esfera cível, administrativa e criminal. Na esfera cível, tanto os operadores quanto os não-operadores de um campo são conjuntamente responsáveis por quaisquer danos ambientais causados e são obrigados a repará-los seguindo o princípio do poluidor-pagador. Isso inclui o dano decorrente de fornecedores de serviços ou equipamentos, sendo esses igualmente responsáveis pelos danos causados (NORTON ROSE FULBRIGHT, 2018).

Outra forma de punição é o pagamento de multas, suspensão das atividades (parcial ou total), reversão do dano causado, todos na escala administrativa. Em caso de reincidência, as multas podem ser até 300% maiores do que as originais. Nesse caso, existem leis específicas para infrações ambientais e de derramamento de óleo. Por fim, a pendência criminal está sujeita a natureza da infração (sob a lei 9.605/1998) e será aplicada ao responsável (pessoa física) do dano causado.

Mesmo assim, um levantamento da Petrobras indicou um total de 12.048 operações de fraturamento hidráulico, em 5.110 poços, nas diversas bacias sedimentares brasileiras, desde a década de 1950 até fevereiro de 2016. Dados recentes compilados pela Superintendência de Exploração da ANP, acerca da realização de Teste de Formação em Poço Revestido (TFR), no período de 2011 a 2014, em 63 diferentes localidades, indicaram o emprego de fraturamento hidráulico em 18 poços. Neste caso, trataram-se

de reservatórios convencionais, que demandam a utilização de métodos de estimulação avançada (PROMINP, 2016).

O Capítulo 6 desse trabalho descreverá com detalhes os impactos ambientais analisados a partir das atividades de fraturamento hidráulico no mundo. Trata-se um levantamento técnico-científico para pesquisas de campo e desenvolvimento com parcerias entre governos e o setor privado.

4.4. PROJETO POÇO TRANSPARENTE

Sugere-se, como alternativa, a execução de projetos piloto de perfuração e fraturamento hidráulico controlados. Não se tratam de procedimentos licitatórios ou mesmo de atividades voltadas à exploração e produção de recursos não convencionais com finalidade econômica imediata, mas sim de validação das técnicas de monitoramento que permitirão a implementação da prática de forma ambientalmente segura, bem como um melhor conhecimento do potencial associado a esse tipo de recurso no país.

Como visto, atualmente, não é possível explorar recursos não convencionais no Brasil devido a questões legais que suspenderam os procedimentos de fraturamento hidráulico. O esforço exploratório deste recurso, no entanto, deve ser discutido no país por várias razões. Primeiro, por causa de cada vez mais frequente o cenário

de estiagem no Brasil, que impacta a geração hidrelétrica e da intermitência e variabilidade da geração eólica e solar. O gás de folhelho poderia ser parte de uma solução para aumentar o suprimento de gás natural e abordar os problemas enfrentados pelo setor elétrico hoje. Em segundo lugar, a diversidade de energia é importante em qualquer lugar. Explorar novas fontes traz independência energética, contribuindo para reduzir a importação de energia.

Além disso, explorar este novo recurso contribuirá para a diversificação no fornecimento e consequente redução de preço, aumentando também a concorrência na distribuição do gás. Os preços de gás natural no Brasil são altos, especialmente quando comparado ao mercado norte-americano (no Brasil, custa US\$ 6,2/MMBTU o gás importado da Bolívia; US\$ 7,5/MMBTU o gás vendido pela Petrobras no *citygate*; nos EUA, o preço é de US\$ 2,96/MMBTU no *Henry Hub*). O gás natural é um insumo importante para o setor industrial e, consequentemente, essencial para o desenvolvimento econômico. Dessa forma, o gás de folhelho pode contribuir para um mercado mais equilibrado no Brasil.

Ainda assim, em prol do elenco de benefícios socioeconômicos, principalmente em relação à geração de empregos, entende-se que o Brasil deva iniciar um debate público para desmistificar a exploração do *shale gas*, tais como preocupações desproporcionais relacionadas aos seus reais impactos ambientais.

Da experiência dos Estados Unidos é possível discernir que os pequenos produtores são fundamentais para a expansão da indústria e que as comunidades onde se encontram os reservatórios têm lucrado com isso. É importante para a sociedade brasileira considerar o *trade-off* entre benefícios econômicos e potenciais impactos ambientais.

Daí a importância do projeto de um poço transparente. Sua implementação trará visibilidade para os recursos de baixa permeabilidade e conformação na avaliação de como melhor desenvolver essa fonte de energia no Brasil. Este projeto piloto será útil para testar suposições antes de produzir o gás de folhelho em uma escala maior, além de padronizar conceitos e disseminar conhecimento e informações sobre recursos e a técnica do fraturamento hidráulico no país.

Algumas das melhores práticas sobre a execução de projetos piloto de perfuração e fraturamento hidráulico acontecem na Polônia e nos EUA, nos respectivos SHEER (*Shale gas Exploration and Exploitation Induced Risk*) e MSEEL (*Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory*). A compilação de informações e análises nesta seção visam criar um arcabouço de conhecimento sobre esses projetos de forma a derivar técnicas de monitoramento válidas que permitirão a implementação de forma ambientalmente segura, assim como subsidiar a normatização ambiental brasileira.

O PROJETO SHEER²⁷

A Polônia é um dos países com as maiores reservas estimadas de *shale gas*. A Agência Internacional de Energia estimou, em 2013, uma quantidade de 187 trilhões de metros cúbicos de *shale gas* tecnicamente recuperável. A exploração bem-sucedida destes recursos diminuiria a dependência da Polônia de outros países para o abastecimento de energia, principalmente a Rússia (da qual importa 60% do seu gás consumido)²⁸, o que garantiu um maior apoio político à iniciativa (GOLDTHAU e SOVACOOOL, 2016).

Por isso, já em 2007, o Ministério do Meio Ambiente polonês começou a desenvolver a indústria de *shale* no país. Dessa forma, a fim de promover e melhor conhecer a exploração desse recurso, foi implementado o projeto SHEER que visa entender, avaliar, prevenir e mitigar potenciais impactos ambientais e riscos, no curto e longo prazo, da exploração polonesa do *shale*, principalmente em relação à: contaminação de águas subterrâneas, poluição do ar e atividade sísmica. Localizado em Wysin, na região da Pomerânia, a formação de *shale* está circunscrita, na Polônia, à bacia do Báltico. Dessa forma, há uma preocupação em caracterizar os efeitos que a exploração de *shale* terá no aquífero devido à sua importância para a população local.

O primeiro poço foi perfurado em 2013, com a intenção de identificar a sequência geológica e potenciais horizontais para a exploração de *shale*. Os outros dois poços foram perfurados em 2015, com o fraturamento hidráulico ocorrendo em junho e julho de 2016. O projeto foi financiado pelo programa de pesquisa e inovação *EU Horizon 2020*, com um custo de 2.601.720 euros²⁹. Os resultados do monitoramento realizado no projeto são listados na Tabela 1.

Cabe mencionar que o desenvolvimento da exploração de *shale* é diferente nos EUA e na Europa por diversos motivos. Um deles é a densidade populacional, que nos países europeus é muito maior que nos Estados Unidos, afetando negativamente o processo de extração em termos de custos e dificuldades. Outro é a legislação a respeito dos direitos de recursos do subsolo. Na maioria dos países europeus, incluindo a Polônia, os recursos são do Estado e não do proprietário da terra como nos EUA. Mais uma diferença importante está na disponibilidade de água, um recurso mais escasso na Europa do que nos Estados Unidos, e necessário em grandes quantidades para o uso da técnica de fraturamento hidráulico – a Polónia, por exemplo, tinha em 2011 um sexto da disponibilidade per capita de recursos hídricos dos EUA (RUSSO e GARCIA, 2018)³⁰.

27. Para maiores informações, acesse: <http://www.sheerproject.eu/about/about-sheer.html>

28. Para maiores informações, acesse: <https://pdfs.semanticscholar.org/49b6/eccfd49b324acd957879eb354dfce40669e2.pdf>

29. Para maiores informações, acesse: <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/shale-gas/sheer>

30. Para maiores informações, acesse: <http://www.sheerproject.eu/images/deliverables/SHEER-Deliverable-7.4.pdf>

Adicionalmente, um fator importante na exploração de reservatórios de baixa permeabilidade na Polônia é a “licença social” para operar. Há um grande problema na representação do risco ambiental e científico para o público geral, e um ciclo vicioso em que a divulgação contínua de informações imprecisas ofusca a publicação de estudos científicos. Consequentemente, é feita na Europa uma abordagem mais cautelosa em relação ao *shale*, comparado aos Estados Unidos³¹. No entanto, ao contrário do que ocorre nos EUA e na Europa Ocidental, a disponibilidade energética desempenha um papel muito mais importante nas discussões dos países pós-socialistas da União Europeia, pois as despesas com energia representam uma porcentagem maior da renda familiar mensal (CANTONI, 2018).

Apesar disso, a exploração de *shale* é geralmente bem vista na Polônia e tem forte aceitação pela população. Diferentemente da União Europeia, a sociedade polonesa nunca impediu o desenvolvimento do setor – até entre aqueles que moravam em áreas com maior atividade de *shale*, a aceitação era de mais de 75%, desde que os riscos de saúde e ambientais fossem adequadamente abordados (GODZIMIRSKI, 2016). Três pontos importantes circunscrevem o debate no país: a perspectiva econômica (geração de emprego e renda, principalmente em comunidades locais), de segurança nacional, e a transição energética do carvão para o gás natural³².

O PROJETO MSEEL³³

O projeto MSEEL começou em 2014 e está localizado a cerca de três quilômetros de *Morgantown, West Virgínia*. O objetivo da MSEEL é fornecer um campo colaborativo para desenvolver e validar novos conhecimentos e tecnologias, a fim de melhorar a eficiência de recuperação e minimizar as implicações do desenvolvimento de recursos não convencionais.

Operadores, fornecedores de equipamentos e centros de tecnologia, com autonomia para tomar decisões de investimento (grandes despesas de capital), patrocinam este projeto com 11 milhões de dólares: o Departamento de Energia americano financiou 4 milhões e 7 milhões vieram de empresas privadas.

O MSEEL consiste em um ambiente multidisciplinar e multi-institucional, integrando engenharia e geociência, em cooperação com a empresa operadora, a *Northeast Natural Energy*, e o Departamento de Energia. O projeto opera dois poços horizontais perfurados em 2011 e mais dois perfurados e concluídos em 2015. A produção é limitada à capacidade de distribuição dos gasodutos e ao consumo na cidade de *Morgantown*, mas os poços do projeto são capazes de produzir vários milhões de pés cúbicos de gás por dia.

31. Para maiores informações, acesse: https://ac.els-cdn.com/S1876610217335658/1-s2.0-S1876610217335658-main.pdf?_tid=be68a4ed-a836-43ad-a836-cf5a167dee85&acdnat=1531839326_4176bca2e2fdb3c9e75e38e925b104ab

32. Para maiores informações, acesse: <https://pdfs.semanticscholar.org/49b6/eccfd49b324acd957879eb354dfce40669e2.pdf>

33. Para maiores informações, acesse: <http://mseel.org/>

Diversas inovações fazem parte do projeto³⁴. Os primeiros poços estão a cerca de 1.000 metros laterais, enquanto os outros dois poços chegaram a 2.500 metros laterais. Embora estes poços não produzam por muito tempo, suas vidas úteis aumentaram e o tempo de perfuração caiu por conta da elevada produtividade. Enquanto isso, custos foram reduzidos de 5-7 milhões de dólares por poço para 3-4 milhões de dólares³⁵.

Devido a preocupações ambientais, a oposição à exploração e ao consumo de combustíveis fósseis é crescente. É importante lembrar, no entanto, que qualquer tipo de energia cria resíduos, quer na sua produção, quer no seu consumo. A solução é mitigar o problema da melhor forma possível, por meio da diversificação de fontes de energia. Segundo os especialistas do projeto MSEEL, o gás natural é a melhor solução de contorno em direção à maior inserção de renováveis, por causa de seus custos mais baixos e menores emissões de CO₂, em comparação com o carvão. Além disso, segundo a IEA (2014) o padrão de sociedade como conhecemos atualmente consome uma grande quantidade

de energia, corroborando com a manutenção dos combustíveis fósseis nas matrizes energéticas por um bom tempo ainda. Mesmo assim, com essas preocupações em mente, todos os aspectos ambientais dos poços do projeto MSEEL são rigidamente monitorados: quanto aos impactos ambientais, quanto à qualidade do ar (CO₂, poeira e emissões de metano), emissões de escape dos veículos utilizados no projeto, qualidade da água e resíduos de perfuração. Além disso, asseguram que todas as normas norte-americanas para resíduos radioativos sejam cumpridas. A Tabela 1 lista alguns impactos monitorados pelo projeto.

O projeto da MSEEL ainda está em andamento, em 2018. O objetivo é melhorar o fator de recuperação dos poços. Adicionalmente, foi possível melhorar a eficiência do processo de perfuração: enquanto costumava-se levar trinta dias para perfurar poços no passado, novos poços são perfurados em sete dias. Considerando um custo médio de 30 mil dólares/dia de operação, essa redução de tempo representa uma economia significativa de recursos financeiros.

34. Para maiores informações, acesse: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/low-permeability-reservoirs-it-more-drilling-wells-mseel-experience-brought-brazil>

35. Para maiores informações, acesse: <http://mseel.org/>

TABELA 1: QUADRO COMPARATIVO DOS PROJETOS DE POÇO TRANSPARENTE:
ALGUNS FATORES MONITORADOS E SEUS RESULTADOS

Projetos	Abalos Sísmicos	Qualidade do ar	Contaminação subterrânea (tipos de poluentes)	Área Geográfica	Reserva de Gás de Folhelho	Número de poços do projeto	Investimento
Sheer	Ruídos (ocorridos próximo à superfície) e somente durante o fraturamento hidráulico.	A maioria dos poluentes, como material particulado, ozônio, metano e hidrocarbonetos, não tem correlação com a atividade de exploração.	As propriedades da água mantiveram-se quase inalteradas no período da atividade. Os níveis de compostos iônicos só foram excedidos em uma ocasião, com o fluoreto.	Wysin (Polônia)	176 trilhões de ft ³ Polônia (reserva não provada)	3	EU\$ 2,6 Milhões
MSEEL	Ondas de longa duração (LPLD) vinculados a alta pressão de água no local. Nada preocupante foi encontrado relativo à exploração ³⁶ .	Identificaram-se concentrações de metano e COVs ao longo dos poços, bem como compostos nitrogenados em níveis não alarmantes e considerados habituais para atividades exploratórias ³⁷ .	Nenhuma evidência de contaminação com líquidos de perfuração ou água produzida foi detectada. Cabe destacar que métodos de mitigação de possíveis efeitos foram aplicados desde a construção do projeto ³⁸ .	Morgan-town, West Virginia (EUA)	622,5 trilhões de ft ³ USA (reserva não provada)	4	US\$ 11 Milhões

Fonte: Elaboração Própria, 2018.

36. Para maiores informações, acesse: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/URTEC-2670481-MS?id=conference-paper%2FURTEC-2670481-MS>

37. Para maiores informações, acesse: <https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Publications/factsheets/Research/R-D160.pdf>

38. Para maiores informações, acesse: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/URTEC-2669914-MS?id=conference-paper%2FURTEC-2669914-MS>

O POÇO TRANSPARENTE BRASILEIRO

O gás natural de origem terrestre vem sendo priorizado pelo governo brasileiro como recurso essencial à geração de energia de baixo custo para a sustentação de projetos de desenvolvimento de importância local e regional (vide os programas governamentais como o Gás para Crescer, a Nova Lei do Gás e o REATE, por exemplo). O gás natural, tanto convencional, quanto não convencional, é, portanto, parte essencial das opções de política energética do país para o desenvolvimento regional, a geração de riqueza e a redução das desigualdades. O Governo Brasileiro entende

que, desde que atendidas as corretas condições de prevenção e mitigação, em termos de segurança operacional, proteção da saúde humana e preservação ambiental, os recursos petrolíferos não convencionais podem e devem ser explorados e produzidos para contribuir com a segurança energética do país (PROMINP, 2016).

Apesar de o Brasil possuir considerável potencial *onshore*, estas áreas das bacias são ainda pouco exploradas. Além disso, a falta de investimentos recentes no *onshore* se explica pela opção brasileira de exploração em águas profundas e ultra profundas a partir dos anos 90.

O Programa REATE abre a porta para a saída da Petrobras do *onshore*, por meio dos desinvestimentos, e para a entrada em discussão da exploração de recursos não convencionais por fraturamento hidráulico.

Ainda há muito a ser discutido e analisado sobre como se dará a entrada do fraturamento hidráulico no Brasil. Entretanto, entre os assuntos que compõem a agenda dos *stakeholders* envolvidos está a autorização para a execução de um projeto piloto de fraturamento em pequena escala para uma análise mais apurada dos riscos envolvidos (DELGADO E FEBRERO, 2018).

O Brasil possui vastas áreas exploratórias com potencial para não convencionais (Figura 20), especialmente nas Bacias do Parnaíba e Recôncavo, algumas contendo blocos já contratados. Segundo a ANP (2018), o programa exploratório dos blocos arrematados prevê investimentos mínimos de R\$ 250 milhões³⁹.

39. Em comparação, os investimentos no desenvolvimento de reservatórios não convencionais na Argentina são da ordem de US\$ 3 bilhões de dólares anuais, quase metade do investimento total (US\$ 6.8 bilhões) da indústria de O&G no país em 2017.

FIGURA 20: OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTOS – BRASIL X ARGENTINA

	São Francisco	Parecis	Paraná	Parnaíba	Recôncavo	Neuquén
	350.000 km ²	355.400 km ²	1.500.000 km ²	668.853 km ²	11.500 km ²	124.000 km ²
Shale gas / oil (potencial p/ ocorrência)						
Tight gas / oil (potencial p/ ocorrência)						
Conhecimento Geológico						
Histórico de Produção HC						
Infraestrutura						

■ Exíguo / inexistente ■ Baixo / reduzido ■ Provável / Existente

Fonte: ANP, 2018.

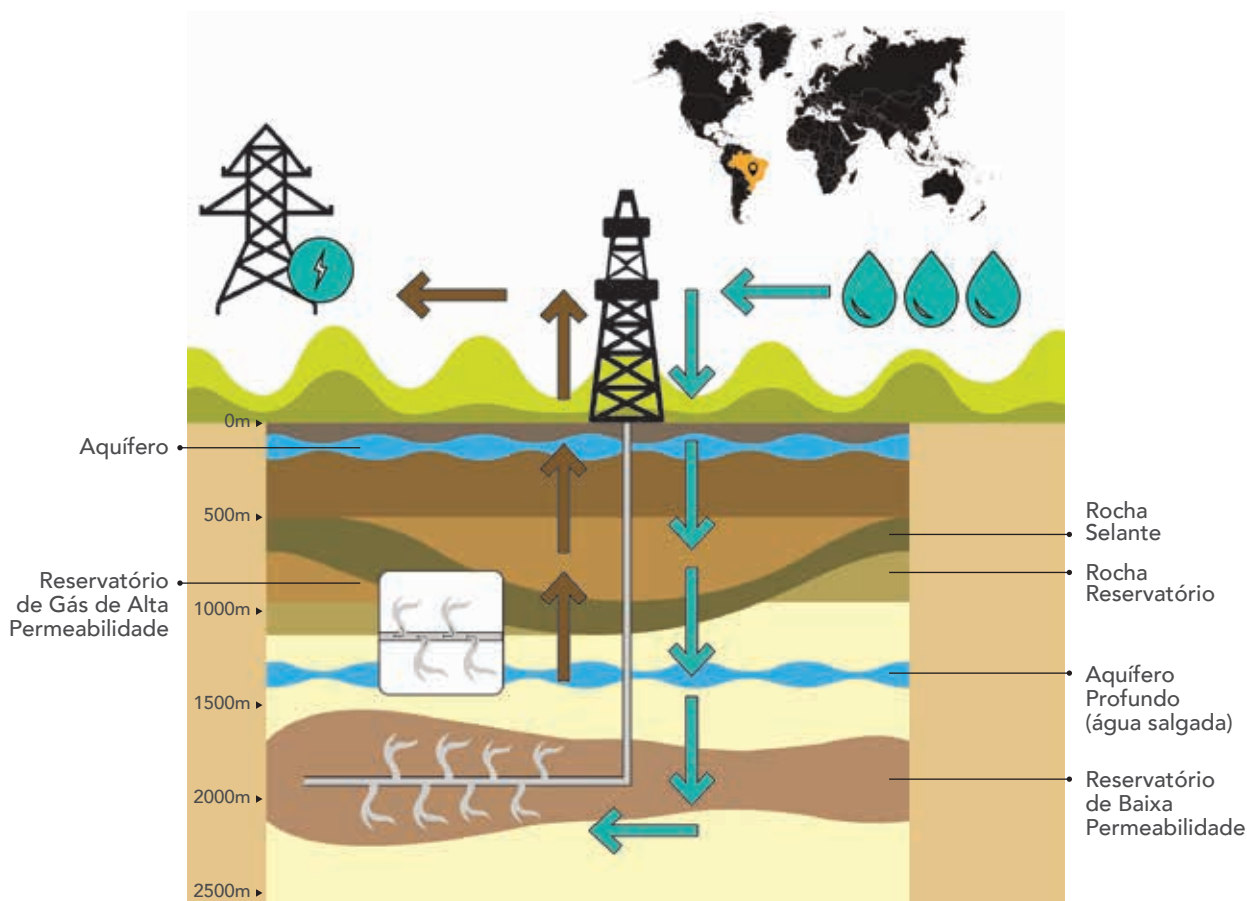
As estimativas indicam potencial relevante de desenvolvimento da indústria de não convencionais no Brasil e aumento das reservas de gás em locais estratégicos e próximos ao mercado consumidor. Ainda assim, é necessário quantificar/qualificar a importância do potencial dos recursos não convencionais na matriz energética nacional, e buscar um modelo que seja adequado a por à sua realidade geológica, fomentando estudos técnicos, pesquisas de campo e desenvolvimento de parcerias entre Governo e Setor Privado.

Um dos pontos mais importantes é a manutenção da estabilidade regulatória para atrair novos investimentos e para o início da exploração dos recursos não convencionais no país, de forma que haja disponibilidade de equipamentos

específicos e infraestrutura de produção (dutos, armazenamento, mão de obra qualificada, processamento, refino).

Dessa forma, o projeto piloto (Figura 21), também chamado poço transparente, visa conferir credibilidade, sustentabilidade e aquisição de informações, assim como ampliar o conhecimento sobre a técnica de fraturamento hidráulico, principalmente para os órgãos ambientais, entre os entes públicos e toda a sociedade. Ao criar condições para a exploração dos recursos não convencionais, de maneira a permitir a avaliação do potencial de produção do Brasil, o poço transparente será capaz de apresentar os benefícios econômicos para a sociedade inerentes à atividade petrolífera, viabilizando novos investimentos.

FIGURA 21: POÇO TRANSPARENTE - ESQUEMA



Fonte: Eneva, 2018.

Como visto nos exemplos internacionais supracitados, a granularidade das informações advindas do monitoramento da qualidade do ar, da água, das atividades sísmicas, da infraestrutura e logística do projeto, bem como as questões socioeconômicas adjacentes permitem uma ampla amostra de dados para entender como a atividade nesse *play* específico funcionará nas especificidades brasilei-

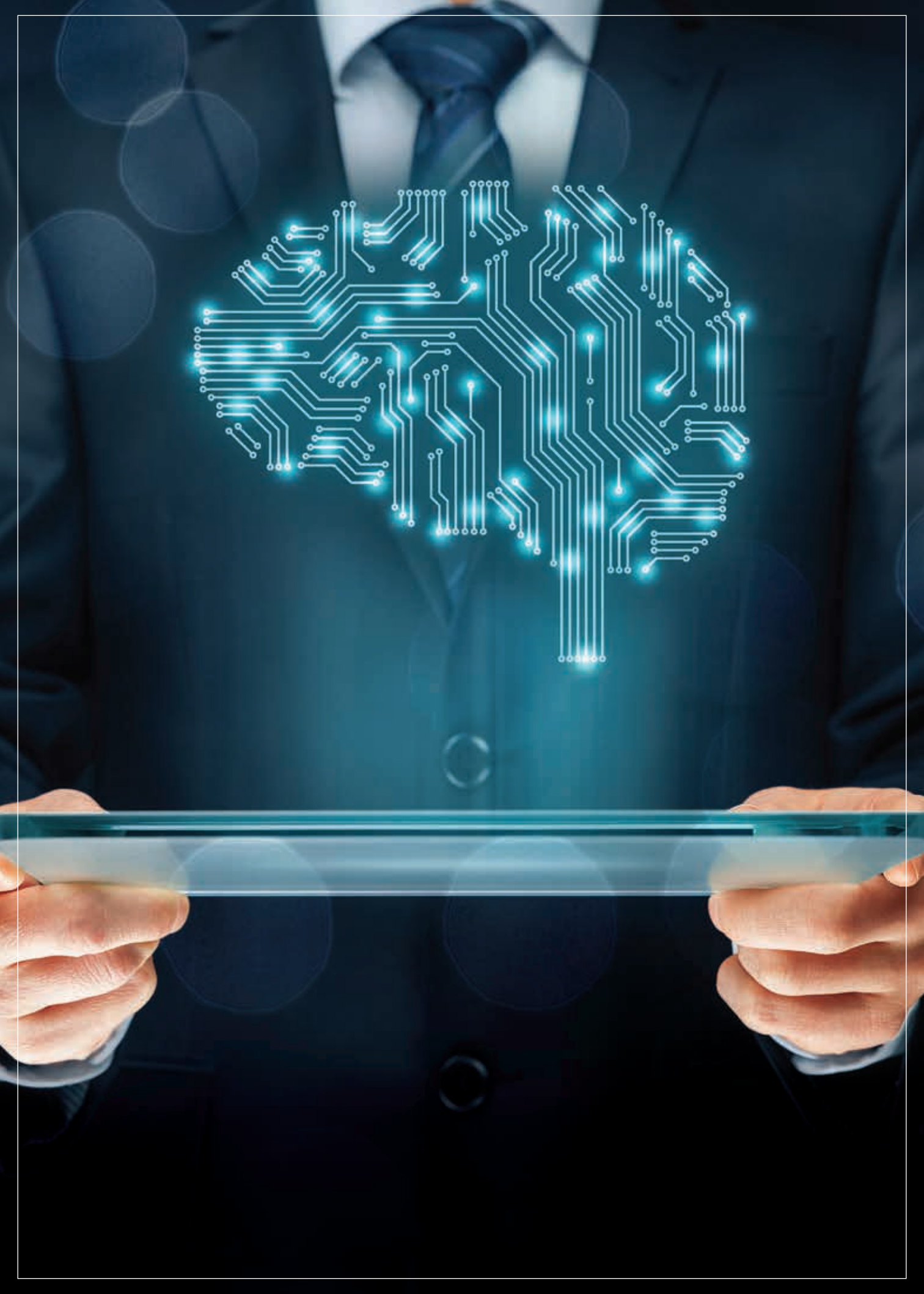
ras. Além disso, a interatividade para acompanhamento em tempo real das atividades do poço, de fácil acesso e transparente para comunidade, além do emprego de linguagem clara e direta, é importante para desenvolvimento da atividade no país.

Entretanto, muitas outras questões ainda seguem em aberto para serem discutidas antes



da implantação do projeto no país, tais como a possibilidade do uso de recursos de P,D&I para pleno acompanhamento das operações de perfuração e fraturamento hidráulico, a monetização da produção (geração termelétrica, refino, petroquímica), novas tecnologias para aumento do fator de recuperação, cooperação internacional (treinamento e participação em

fóruns internacionais), recursos financeiros para a caracterização e monitoramento ambiental, aproveitamento econômico pelo operador com aumento de conhecimento do processo pelas instituições participantes, e como já mencionado, melhoria na regulação, com segurança para os órgãos licenciadores, empreendedores e sociedade.



No geral, a principal mensagem sobre o *shale* no Brasil é superar a hesitação, entendendo como o folhelho pode ser desenvolvido no país e, a partir daí, ajustar o que é necessário para que o país possa se beneficiar desse recurso.

Avaliação de Reservatórios de *Shale gas* no Brasil

A pouca disponibilidade de dados públicos e publicações científicas sobre o potencial exploratório de *shale gas* no Brasil, impõe que estudos desta natureza sejam realizados no intuito de contribuir para uma possível introdução desse recurso na matriz energética.

A ANP estimou, em 2013, as reservas recuperáveis das principais bacias sedimentares (Paraná, Recôncavo, Parnaíba, Parecis e São Francisco) em 11,7 trilhões de m³. Esse volume evidencia a importância e o potencial do gás não convencional para a indústria petrolífera brasileira. Para tanto, recomenda-se a realização de estudos mais aprofundados que contemplem os reservatórios não convencionais contidos nas bacias mencionadas acima. Os resultados poderão nortear uma trajetória de sucesso similar à dos reservatórios não convencionais dos EUA.

Para exemplificar a potencialidade do aproveitamento de recursos não convencionais, convém destacar que o primeiro poço a produzir *shale gas* nos Estados Unidos da América (EUA) foi perfurado em Fredonia no ano de 1825. Esse reservatório registrou baixos níveis de produção entre aquele período e a virada do século. Somente em 2006 a indústria americana de *shale gas* começou a ganhar impulso significativo, tornando economicamente viável a produção desses reservatórios. A tecnologia de extração de *shale gas* foi amplamente

desenvolvida pelos americanos. O surgimento de *plays* de *shale gas* aumentou drasticamente as reservas provadas no período de

2006-2011, impactando fortemente na curva de fornecimento de gás natural doméstico (EIA, 2012).

Segundo a World Energy Resources, os reservatórios não convencionais de *shale gas* demonstraram ser mais econômicos e competitivos do que muitos ativos convencionais nos Estados Unidos, com “significativos impactos na dinâmica e nos preços” do mercado de gás natural. Atualmente, cerca de 50% da produção de hidrocarbonetos nos EUA vêm de reservatórios não convencionais.

Em linha com este racional, o Laboratório de Análise de Bacias e Reservatórios (LABAC) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) está trabalhando em um projeto que avaliará quatro bacias sedimentares brasileiras (Parecis, Parnaíba, Paraná e Recôncavo), começando pela bacia do Recôncavo. Este projeto avaliará tanto o potencial de produção (quantidade, qualidade e maturação da matéria orgânica e potenciais intervalos ótimos de estimulação - *Sweet Spots*), como estimará a recuperação final de hidrocarbonetos (*Estimated Ultimate Recovery* - EUR) por unidade de área e o volume recuperável proveniente da melhor formação (membro/intervalo). Para tanto, um modelo geoestatístico utilizando técnicas de *machine learning* será gerado e testado tendo como *input* a compilação de dados pré-existentes e novos, a serem adquiridos ao longo do projeto.

5.1. MACHINE LEARNING

O projeto visa aplicar a metodologia do *machine learning* para dar um salto tecnológico no entendimento e avaliação de reservatórios não convencionais no Brasil, otimizando a gestão e integração dos bancos de dados disponíveis, potencializando a análise dos dados de custos operacionais, e modelos geológicos, petrofísicos, geomecânicos, geoquímicos, operacionais e ambientais. As técnicas aplicadas permitem aos sistemas de dados aprender, identificar padrões e tomar decisões com o mínimo de intervenção humana e, desta forma, abrir novas possibilidades de avaliação técnica, econômica, mitigação de riscos ambientais, incertezas e riscos operacionais, e recomendações de tecnologias requeridas para aumentar a eficiência dos potenciais ativos.

Sendo assim, baseado nos estudos econômicos comprovados de produção de *shale* nos Estados Unidos, 13 formações diferentes foram selecionadas para fornecer os dados de entrada para o algoritmo do *machine learning*. Suas características geológicas e geomecânicas são análogos importantes para testar se as formações brasileiras mostram semelhanças que justificariam a exploração dessas formações no Brasil.

Até dezembro de 2018 não existiam estudos publicados para modelar a viabilidade econômica da produção de recursos de *shale gas* a partir de estimativas de recuperação final de hidrocarbonetos (EUR) por poço nas bacias brasileiras, devido à escassez de dados e às relações não lineares, espaciais e temporais entre os seus atributos (variáveis). As abordagens tradicionais exigem conjuntos de dados completos, ao passo que as técnicas do *machine learning* (KANEVSKI E MAIGNAN, 2004) oferecem uma abordagem que ajuda a endereçar problemas associados às seguintes situações:

1. Não linearidade dos sistemas;
2. Dados irregulares, esparsos e ruidosos;
3. Informações não inter-relacionadas de numerosas e variadas variáveis de tipo.

Técnicas de *machine learning* diferem das técnicas tradicionais de integração que visam identificar associações não-lineares encontradas nos dados variáveis. Elas representam um grupo de computação de inteligência artificial generalizada que inclui

métodos supervisionados e não supervisionados. Além disso é um método rápido e fácil de atualizar. Não é objetivo desta publicação detalhar a técnica de *machine learning*, para tanto recomenda-se a consulta do trabalho de Kohonen (2001).

5.2.A BACIA DO RECÔNCAVO

A exploração de petróleo na Bacia do Recôncavo iniciou-se em 1937, quando alguns poços rasos foram perfurados na localidade de Lobato, próximo a algumas exsudações de óleo ao redor da cidade de Salvador, Bahia. O petróleo foi descoberto em 1939, no poço 1-L-3-BA, tornando-se o primeiro poço produtor de óleo no Brasil. Nela foram gerados mais de 7.233 MMbbl, dos quais espera-se recuperar em torno de 20% com os atuais métodos de recuperação. Ao longo de seus 60 anos e 80 campos de óleo e gás, já foram produzidos 18 dos 20% do volume total de hidrocarbonetos recuperáveis. Isto faz com que a bacia do Recôncavo seja classificada como uma bacia madura, ou seja, já passou do seu pico de produção.

Por muitas décadas, o modelo geológico aplicado nesta bacia fez com que os prospectos do tipo alto estruturais⁴⁰ fossem praticamente esgotados. Entretanto, nos últimos anos, com outros modelos propostos e tecnologias mais avançadas, houve um avanço da exploração para áreas mais profundas da bacia, onde até então não fazia parte dos alvos exploratórios. Este avanço resultou na descoberta de diversas acumulações.

40. É a parte mais alta da falha ou de uma dobra anticlinal, por exemplo, onde normalmente se encontram o óleo e o gás.

Em novembro de 2018, a Bacia do Recôncavo produziu em torno de 29.000 bbl/dia de petróleo e 2.000 Mm³/dia de gás natural (ANP, 2018), cerca de um quinto do seu pico histórico na década de 60. Mesmo assim, a sua exploração se mantém como uma das principais atividades econômicas do estado da Bahia, forte geradora de emprego e renda.

De acordo com Rocha *et al.* (2002) o amadurecimento da Bacia do Recôncavo Baiano tem aumentado gradativamente os custos de produção, devido principalmente aos seguintes fatores:

1. Baixo índice exploratório. Não existe incorporação expressiva de reservas de óleo desde a descoberta dos campos da borda nordeste da bacia há cerca de 20 anos;
2. Declínio da produtividade dos poços ativos, implicando em produção decrescente;
3. Demanda crescente dos fluidos empregados na recuperação secundária (água e gás).

Entretanto, vêm-se desenvolvendo esforços no sentido de reverter a decrescente importância econômica da bacia. Esses esforços se concentram em, pelo menos, quatro grandes alternativas:

1. Migração para áreas *offshore*;
2. Agressividade na comercialização de gás natural, na tentativa de aumentar significativamente sua participação na matriz energética do Estado da Bahia;
3. Reavaliação das atuais técnicas de recuperação secundária implementadas;
4. Revitalizar a produção usando recuperação secundária e terciária.



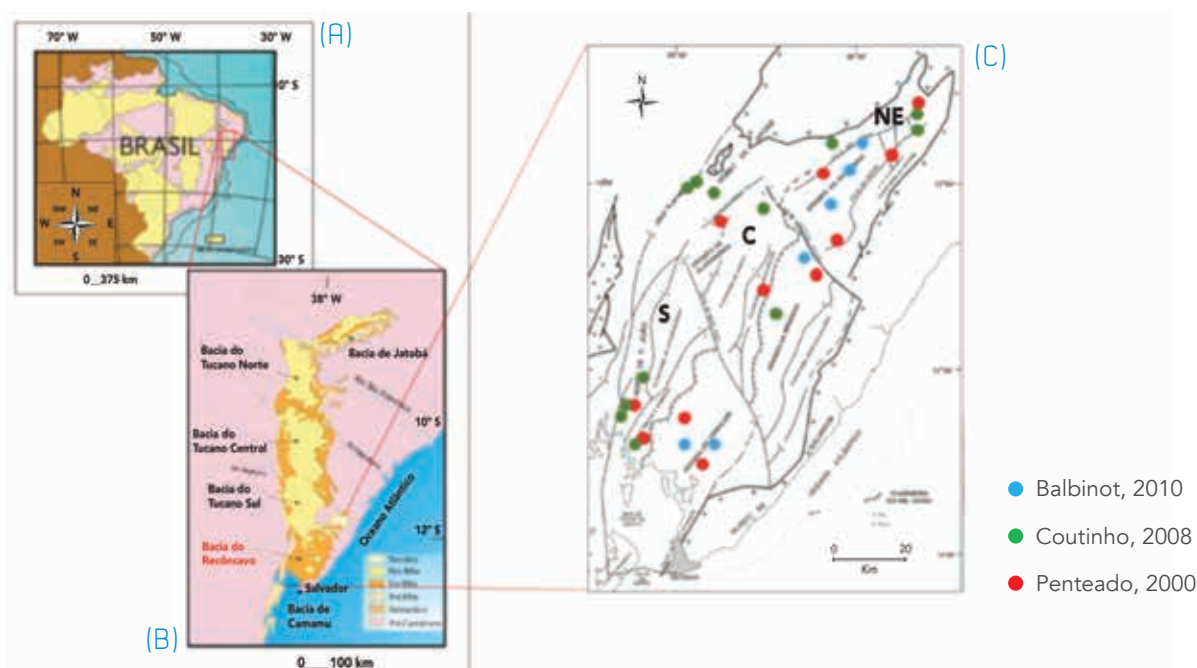
Existe, no entanto, uma quarta alternativa que tem o potencial de revitalizar a produção e as reservas do estado da Bahia. Trata-se do emprego de métodos especiais de recuperação e, em particular, do uso de solventes (métodos miscíveis) e polímeros. Estudos preliminares demonstram que cerca de 60% do óleo descoberto na Bacia do Recôncavo Baiano é potencialmente suscetível ao emprego dessas técnicas de recuperação (ROCHA *et al.*, 2002).

Além do que foi descrito por Rocha *et al.*, (2002) uma quinta alternativa seria o estudo de reserva-

tórios não convencionais que, uma vez comprovada a sua potencialidade, se somaria às outras alternativas para manter a pujança do estado da Bahia no que diz respeito à exploração e produção de hidrocarbonetos.

Logo, para testar o potencial da Formação Candeias (localizada na bacia do Recôncavo), de reservatórios não convencionais, usando a técnica do *machine learning*, foram selecionadas 75 amostras de rocha. As amostras estão localizadas no compartimento sul, central e nordeste da bacia (Figura 22).

FIGURA 22: (A) MAPA DAS PROVÍNCIAS GEOTECTÔNICAS DO BRASIL
(B) MAPA DE LOCALIZAÇÃO DAS BACIAS RECÔNCAVO-TUCANO-JATOBÁ
(C) LOCALIZAÇÃO DAS AMOSTRAS DA FORMAÇÃO CANDEIAS



Fonte: Balbinot, 2010, Coutinho 2008 e Penteado 2000. Mapa baseado em Braga *et al.*, 1994. Input Coutinho, 2008. Modificado de Coutinho 2008. (S=Sul, C=Central, NE=Nordeste).

Dado o pequeno volume de dados adquiridos e/ou públicos, primeiramente foram identificados os *sweet spots*, baseados no algoritmo do *machine learning*, usando somente dados de geoquímica orgânica, ou seja, definiu-se a quantidade, qualidade e maturação da rocha utilizando as características das rochas dos EUA como balizamento do potencial das rochas da Formação Candeias. O método aplicado tem como objetivo principal avaliar o potencial da jazida a partir de dados esparsos, prevendo rapidamente a localização e magnitude da recuperação final estimada de hidrocarbonetos (EUR) e quantificar a incerteza nos pontos amostrados por meio de medições que descrevem o caráter do reservatório (profundidade, prof.; espessura; esp.), geomecânica (porosidade, por; permeabilidade, Perm; Coeficiente de Poisson⁴¹, pois; Módulo de Young⁴², young), maturação, mineralogia (teor de argila, argila; teor de carbonato, CaCO₃; teor de sílica, SiO₃), qualidade (índice de hidrogênio, HI) e quantidade (potencial gerador, S2; % em peso de carbono orgânico total, COT).

As previsões de EUR calculadas por este método exibem uma incerteza mínima quando se utiliza um conjunto de dados completo. Todavia, ele também é capaz de estimar o EUR quantificando

a incerteza quando se utiliza um conjunto de dados esparsos onde atributos estão ausentes ou descritos incompletamente (registros em falta).

Ressalta-se que os 13 folhelhos avaliados nos EUA foram agrupados em sete categorias distintas, em função das semelhanças entre si. Foram denominados "folhelhos análogos 1-7" por se tratar de um dado sigiloso. Estes folhelhos representam as sete principais categorias dos folhelhos dos EUA definidas através do *K-means*⁴³ *clustering*. Para um melhor entendimento desta técnica, sugere-se consultar Vesanto e Alhoniemi (2000).

As Figuras 23 e 24 indicam a relação entre os folhelhos análogos e as variáveis usadas no modelo, bem como a incerteza da estimativa do EUR, respectivamente. As sete categorias dos folhelhos análogos podem ser vistas na Figura 25A onde as cores dos planos de componentes⁴⁴ (*component planes*) correspondem às diferenças nas características dos folhelhos americanos. A Figura 25B exhibe as 75 amostras analisadas na bacia do Recôncavo, as quais, resultaram basicamente no agrupamento em duas categorias, azul (AS-1) e amarela (AS-7) afirmando a semelhança das características de rocha da Formação Candeias (membros Gomo e Tauá) com dois tipos

41. Coeficiente de Poisson é a relação entre deformação elástica transversal e deformação axial (longitudinal).

42. O módulo de Young é a rigidez da rocha.

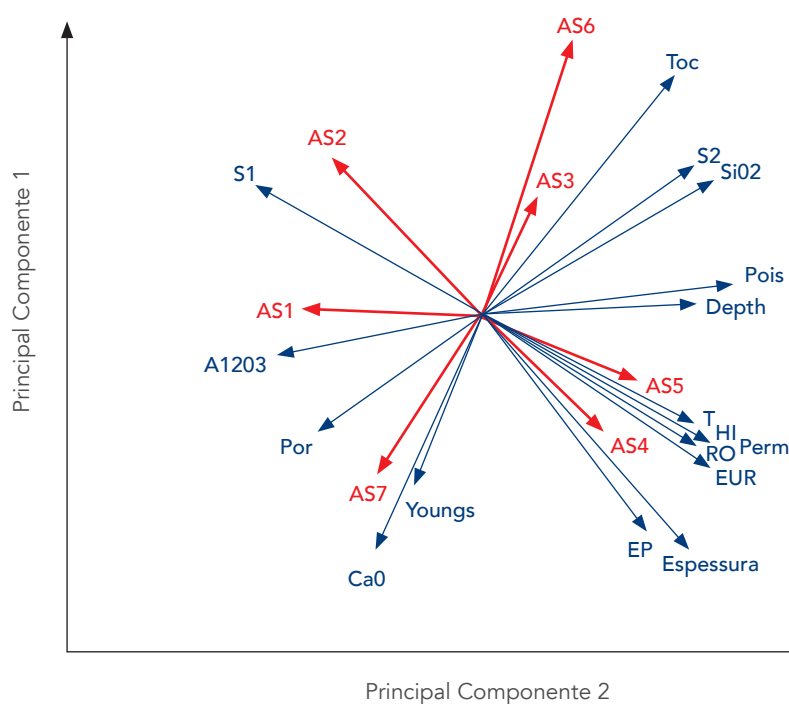
43. Em mineração de dados, agrupamento k-means é um método de Clustering que objetiva particionar n observações dentre k grupos onde cada observação pertence ao grupo mais próximo da média.

44. Um método bem conhecido para obter uma melhor compreensão das características de certas áreas no mapa, por exemplo, e as razões para mapeamento de certos pontos de dados em regiões específicas é a visualização de Planos de Componentes, ou seja, a codificação por cores de componentes ou variáveis.

de *shale* americano. Os valores médios classificados de EUR calculados para as 75 amostras são apresentados juntamente com os limites mínimos e máximos de incerteza na Figura 26. As 25 melhores amostras da bacia são apresentadas na Figura 27. A interpretação desta Figura revela a

natureza não linear das previsões de EUR. Embora haja uma tendência para uma maior incerteza nas previsões de EUR maiores, a assimetria associada aos limites de previsão ressalta os benefícios de usar o método não linear de dados orientado para previsões realistas.

FIGURA 23: ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS INDICANDO A RELAÇÃO ENTRE OS FOLHELHOS ANÁLOGOS E OS PARÂMETROS DE GÁS E ÓLEO DE FOLHELHO

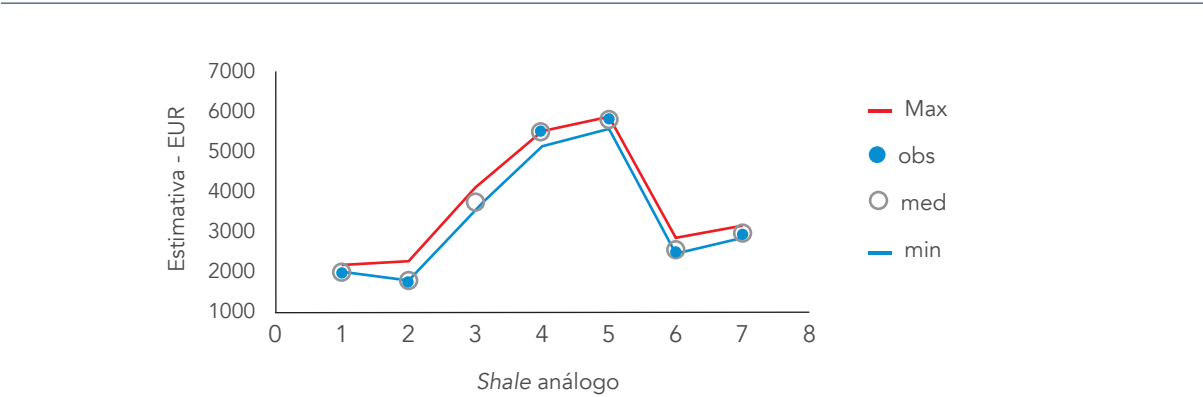


Fonte: Elaboração Própria, 2018.

AS = análogo do folhelho
 S1 = percentagem de hidrocarboneto livre por rocha (mg HC/g rock),
 Toc = carbono orgânico total % em peso,
 Pois = Coeficiente de Poisson,
 Al2O3 = quantidade de argilo mineral (%),
 EUR = recuperação final de hidrocarboneto estimada (MMm³),

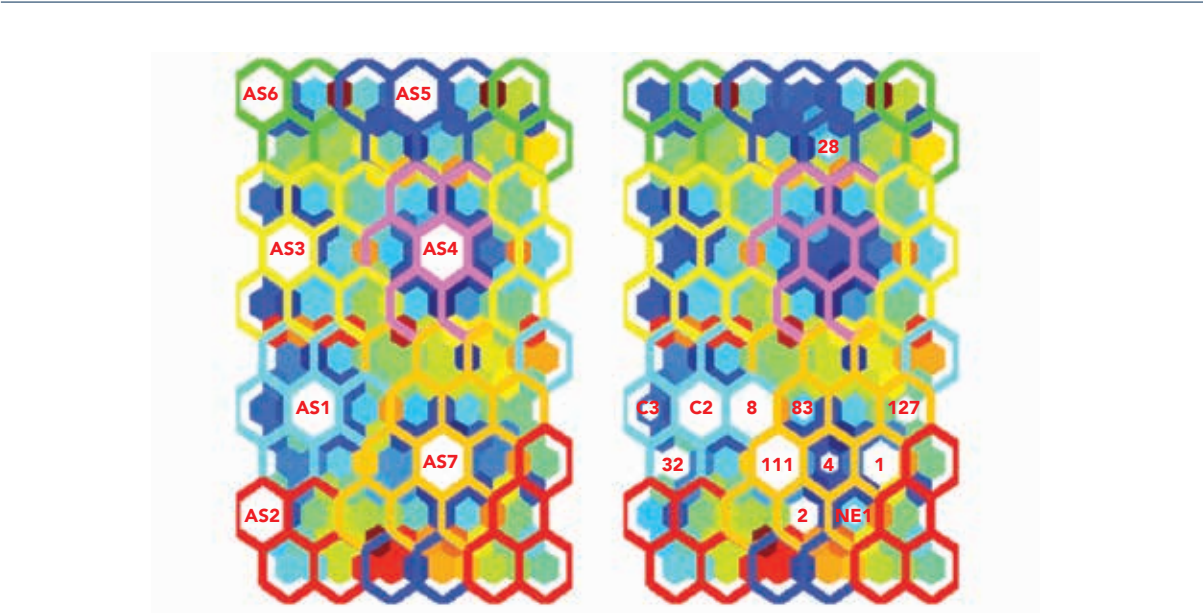
HI = índice de Hidrogênio (mg HC/g TOC),
 Perm = permeabilidade,
 Youngs = Módulo de Young,
 Tmax = temperatura referente ao pico S2 na pirólise,
 S2 = potencial de geração residual (mg HC/g rock),
 Ro = refletância da vitrinista,
 EP = Espaçamento do poço (km),
 Thickness = Espessura da camada geológica (m).

FIGURA 24: MEDIDA DA INCERTEZA NA ESTIMATIVA DOS EURs (EM MMft³) DO MODELO ASSOCIADA A CADA FOLHELHO ANÁLOGO



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

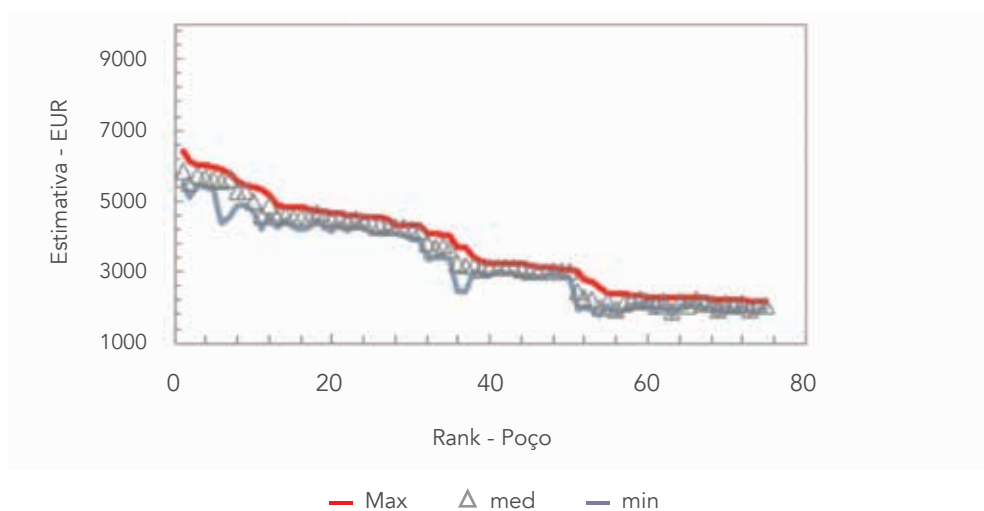
FIGURA 25A/25B: MAPEAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DOS FOLHELHOS ANÁLOGOS (ESQUERDA) COM AS CARACTERÍSTICAS DOS FOLHELHOS DOS MEMBROS GOMO E TAUÁ DA FORMAÇÃO CANDEIAS DA BACIA DO RECÔNCAVO (DIREITA)



O tamanho dos neurônios hexagonais brancos indica o número de dados de entrada mapeados (total de 75 amostras de rocha).

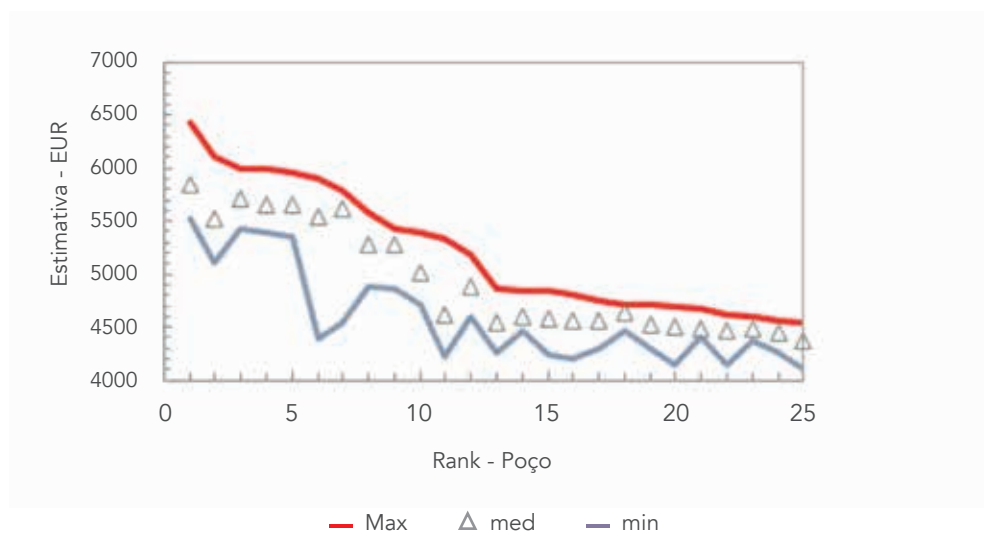
Fonte: Elaboração Própria, 2018.

FIGURA 26: CLASSIFICAÇÃO BASEADA NA ESTIMATIVA DO EUR DAS 75 AMOSTRAS DA BACIA DO RECÔNCAVO



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

FIGURA 27: VISTA EXPANDIDA DAS 25 MELHORES AMOSTRAS E SUAS ESTIMATIVAS DE EUR NA BACIA DO RECÔNCAVO

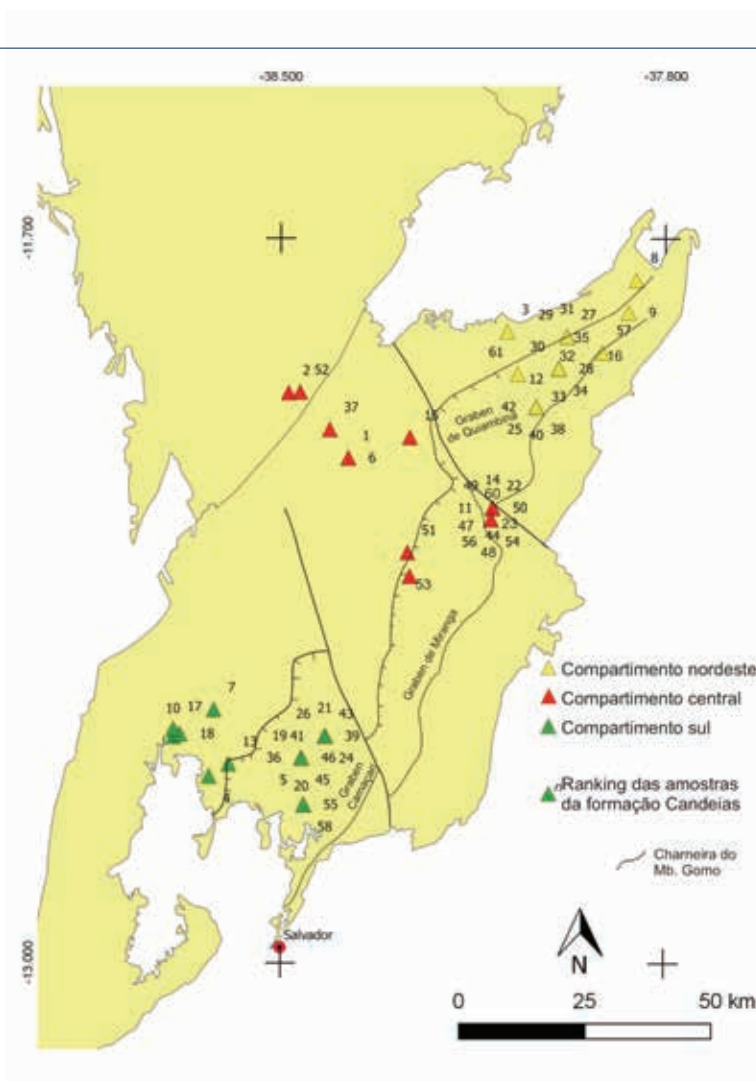


Fonte: Elaboração Própria, 2018.

Por último, a Figura 28 exibe o mapa da bacia do Recôncavo com o *ranking* das 20 melhores amostras plotadas por compartimento tectônico da bacia (sul, central e nordeste). O menor número da soma dos *rankings* é o que classifica a melhor região da bacia. Sendo assim, a melhor

área (*sweet spots*) encontra-se no compartimento sul da bacia. Logo, o uso desta metodologia poderia, por exemplo, ser aplicado na identificação da melhor localização para a perfuração do poço transparente.

FIGURA 28: RANKING DAS 20 MELHORES AMOSTRAS DA FORMAÇÃO CANDEIAS (MEMBRO GOMO E MEMBRO TAUÁ) SELECIONADAS DE ACORDO COM O COMPARTIMENTO TECTÔNICO DA BACIA DO RECÔNCAVO



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

As cores seguem o padrão de semáforo (verde, amarelo e vermelho) que indicam a gradação da melhor para a pior área.

Após a identificação do *sweet spot* foi avaliada a fragilidade da rocha para comprovar se a rocha não somente demonstra a melhor qualidade da região, mas também pode ser estimulada por meio da técnica de fraturamento hidráulico. Idealmente esta análise viria junto com a identificação do *sweet spot*, via o algoritmo do *machine learning*. Porém, em função da escassez de dados públicos, será feito *a posteriori*. De nada vale a rocha apresentar excelentes qualidade, quantidade e maturação, se sua composição mineralógica e orgânica e seu ambiente tectônico não for favorável à estimulação por fraturamento hidráulico.

Estudos preliminares indicam que a Formação Candeias apresenta uma ótima fragilidade mecânica, valores médios de Módulo de Young e Coeficiente de Poisson, além de ótimos contrastes de tensões entre as rochas geradoras e as capeadoras que favorecem a geração, propagação (longitude, altura, espessura) e confinamento de fraturas induzidas pelas operações de fraturamento hidráulico.

A fragilidade (índice que indica a facilidade de se executar em um intervalo de rocha a operação de fraturamento hidráulico) é outro indicador para eleger o Membro Gomo como propício à produção de hidrocarbonetos. A presença relevante de minerais como a dolomita⁴⁵ e o quartzo⁴⁶ detrítico, o baixo teor de minerais argilosos expansíveis e reativos como esmectitas⁴⁷ e illita⁴⁸ e a presença de cimento calcítico e barita fibrosa⁴⁹ favorecem o aumento do índice de fragilidade (GALE AND REED, 2007).

Segundo Oliveira (2002), o sistema de fraturas naturais abertas, parcialmente mineralizadas, é favorável ao acúmulo de hidrocarbonetos e à existência de sobre-pressão (pressões acima da pressão hidrostática). Além disso estas fraturas tendem a possuir uma direção NE-SW. Já as microfaturas podem ser relacionadas ao intervalo mesodiagenético⁵⁰ profundo, onde a dolomitização promove um aumento da propagação de novas fraturas (porosidade secundária) e de rigidez, e são relacionadas ao processo de

45. Mineral comum encontrado em todo o registro geológico de rochas sedimentares, especialmente em rochas carbonáticas do pré-cambriano onde é abundante e muitas vezes encontrada em associação com estruturas microbianas; mas raramente é encontrada em ambientes carbonáticos modernos.

46. Rochas sedimentares detríticas (também chamadas de clásticas) são aquelas formadas pela deposição de fragmentos de outras rochas (ígneas, metamórficas ou mesmo sedimentares). Esses fragmentos, principalmente quartzo e silicatos, constituem os sedimentos e surgem por efeito da erosão.

47. É uma variação da caulinita, pertencente à classe dos filossilicatos e pertencente ao grupo da montmorilonita. Possui uma coloração esverdeada e tem um alto índice de absorção de água, o que faz com que a mesma possua uma alta capacidade de trocar cátions com o meio.

48. É um mineral de argila do grupo das micas. É um filossilicato, ou silicato laminar que constitui uma argila micácea não expansiva.

49. A barita é o mais abundante mineral de bário e a mais importante fonte desse elemento. Em estado puro, contém 58,8% de bário e 41,2 % de sulfato.

50. Representa o regime de subsuperfície, onde os processos diagenéticos (mudanças químicas, físicas e biológicas pelas quais os sedimentos passaram desde a sua deposição até após sua litificação) se desenvolvem durante o soterramento efetivo, com fluido intersticial já isolado da influência superficial.

fraturamento hidráulico natural, assim como o processo de reativação de falhas geológicas da sequência pré-rifte (SARZENSKI *et al.*, 1984.).

Os sistemas de fraturas também podem influenciar na determinação da direção preferencial de perfuração de poços horizontais multi-estágios. As análises preliminares indicam que as fraturas abertas ou parcialmente abertas tendem a aumentar os riscos de perdas de fluido de fraturamento e queda da pressão de bombeio em superfície, aumentando a ineficiência da estimulação pelo incremento do potencial de perdas quando os poços são perfurados paralelamente ao sistema de fraturas naturais/falhas geológicas interceptadas pelos poços (VAN GOLF-RACHT, 1982).

A partir dos resultados preliminares obtidos, aplicando esta metodologia espera-se ranquear não só os reservatórios não convencionais da Bacia do Recôncavo, mas também estender esta técnica para outras bacias no Brasil de forma a definir as melhores áreas para exploração de óleo e gás de folhelho, reduzindo o risco exploratório e consequentemente o desperdício de energia e recursos financeiros. Levando em conta que o fator sucesso da indústria convencional de óleo e gás nas bacias emersas (*onshore*) nos EUA é em torno de 35% (FORBES E ZAMPELLI, 2002), em comparação com os 90% dos reservatórios não convencionais, o desenvolvimento do gás e óleo de folhelho no Brasil, além de proporcionar a introdução de mais uma fonte na matriz energética, estará comparativamente economizando



A técnica de *machine learning* mostrou-se robusta para lidar com um conjunto de dados públicos disponíveis e eficiente na identificação dos *sweet spots* usando a recuperação final de hidrocarbonetos como variável chave.

tempo e recursos, bem como estará contribuindo para a preservação do meio ambiente, ao eliminar o impacto provocado pelos 65% de insucesso dos poços exploratórios (subcomerciais e secos) perfurados da indústria convencional de óleo e gás.

Em 2018, o modelo esteve em fase de construção e teste. Uma vez que o análogo (folhelhos dos EUA) já esteja treinado no algoritmo de *machine learning*, será necessário compilar os dados brasileiros de uma forma robusta, onde dados de geoquímica orgânica e inorgânica representem fielmente a formação em estudo e as coletas de dados sejam padronizadas para manuseio acurado das informações. Os dados atualmente disponíveis, ainda são esparsos e ruidosos, mesmo que a técnica de *machine learning* contemple dados desta natureza, quanto maior for a disponibilidade de dados (*big data*) melhor será o desempenho da ferramenta. O aperfeiçoamento e exatidão do modelo e consequentemente diminuição da incerteza

na avaliação do potencial de aplicação desta tecnologia no Brasil, dependerá do padrão de coleta de amostra definido, de obter resultados de química orgânica, inorgânica e índice de fragilidade referenciados de um mesmo ponto amostral, identificação e eliminação de variáveis tendenciosas (*bias variables*), distinção de modelos aplicados para óleo e gás de folhelho e rochas matura e imatura, entre outros.

Em resumo, a Formação Candeias na Bacia do Recôncavo apresenta um potencial para reservatório não convencional no que diz respeito à quantidade, qualidade, maturação e índice de fragilidade conforme o resultado dos dados preliminares. A técnica de *machine learning* mostrou-se robusta para lidar com um conjunto de dados públicos disponíveis e eficiente na identificação dos *sweet spots* usando a recuperação final de hidrocarbonetos como variável chave. Espera-se obter mais dados e consequentemente ampliar sua aplicação em potenciais campos/zonas produtoras de óleo/gás de folhelhos no Brasil.



Estado da Arte dos Impactos Ambientais do *Shale*

O meio ambiente preservado e equilibrado é direito de todos (BRASIL, 1988). Como qualquer atividade produtiva, existem impactos ambientais negativos associados ao fraturamento hidráulico (ANDRADE *et al.*, 2013; COSTA *et al.*, 2018; SANTO *et al.*, 2018a.; SANTOS *et al.*, 2018b.). Tratando-se da exploração de hidrocarbonetos, e em especial as formações com características como inflamabilidade e toxicidade, cabe entender melhor as implicações ambientais e sociais de sua exploração.

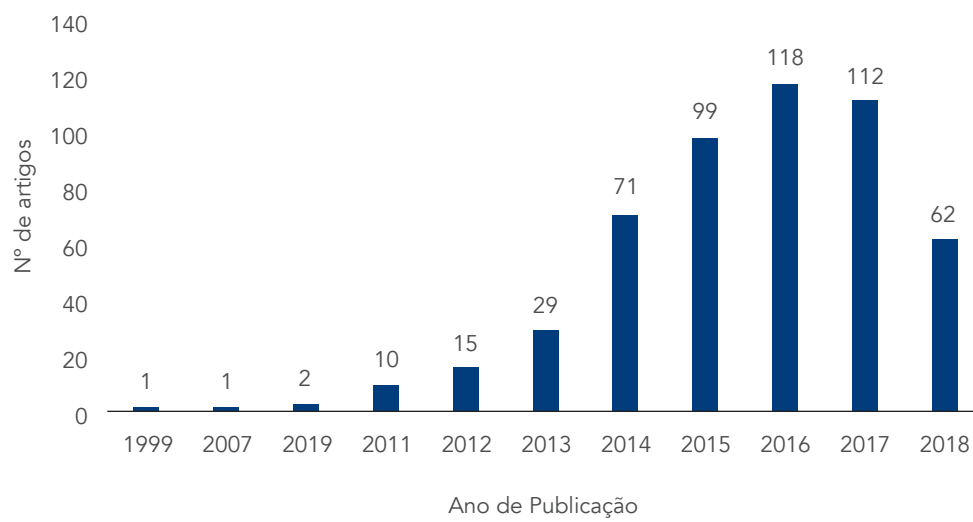
O objetivo desta revisão é evidenciar o que a ciência tem produzido sobre os impactos dos métodos não convencionais na exploração de óleo e gás, incluindo aspectos positivos e negativos. Buscou-se pautar a discussão sobre os riscos associados, para que possam ser devidamente reduzidos e manejados⁵¹.

Para tratar do que a ciência sabe hoje sobre

o impacto dos métodos não convencionais sobre o meio ambiente e saúde humana foram avaliados 520 artigos. Verificou-se ainda que estudos têm sido desenvolvidos desde 1999, com aumento expressivo das investigações a partir de 2011 (Figura 29). A partir de 2015 houve um aumento expressivo na quantidade de publicações (de livre acesso e com revisão por pares).

51. Esta pesquisa foi conduzida por meio do levantamento bibliográfico de artigos científicos, de junho a setembro de 2018. Para tanto, foram utilizadas as bases de dados Web of Science e Scielo (via Periódicos da Capes), e Google Scholar. A busca foi conduzida com a combinação das seguintes palavras-chave, em português e inglês: shale, shale gas, hydraulic fracturing, fracking, environmental impact, water, water quality e earthquake. Foram retidos para análise somente os artigos publicados em periódicos com revisão por pares e de livre acesso. De cada artigo foram extraídas as informações: (1) ano da publicação, (2) objetivo do trabalho – tipo de impacto avaliado, (3) país em que o estudo foi realizado, (4) tipo de estudo científico (metodologia), (5) natureza do impacto (positivo ou negativo), (6) incidência do impacto e (7) comprovação do impacto. As informações sobre ano de publicação foram levantadas com o intuito de evidenciar o início e progressão das pesquisas sobre o tema. O levantamento do objetivo dos trabalhos visou entender a motivação e a adequação dos métodos empregados para analisar os impactos ambientais. Os artigos foram separados por tipo de impacto, buscando evidenciar os setores afetados (positiva e negativamente) pela operação de shale, assumindo as categorias: saúde humana (p. ex.: intoxicação), saúde mental, interferência/impacto social, animais e vegetais, água superficial e subterrânea, ar atmosférico, cadeia produtiva e economia, legislação e regulamentação, abalos sísmicos. O conhecimento sobre os países em que os estudos foram desenvolvidos possibilitou identificar aqueles em que o emprego da técnica de shale é mais pronunciado. A definição do tipo de estudo buscou separar os artigos entre aqueles que realizaram (i) levantamentos de dados e correlações (pesquisa de associação); (ii) aqueles que realizaram experimentos e buscam relações de causa-efeito (experimentais); (iii) os que realizaram revisões sobre o tema e, por fim, (iv) estudos que realizaram simulações ou modelagem do mecanismo gerador do impacto ambiental ou para previsão do potencial impacto. Os impactos foram classificados como negativos quando geraram perda de diversidade, intoxicação ou contaminação ambiental e riscos à saúde humana, enquanto os positivos foram relacionados à aspectos socioeconômicos ou à criação de tecnologias que reduzam os riscos da operação. Foram também separados os artigos que fizeram levantamento dos impactos diretos da operação de perfuração e produção do shale e dos impactos indiretos, associados a atividades de transporte e mineração. E por fim, os artigos foram analisados com relação à comprovação do impacto, que significa verificar se a metodologia empregada (i) se valeu da aplicação de um teste de hipótese com confirmação dos impactos (positivos ou negativos), (ii) se a hipótese avaliada foi rejeitada ou comprovou a ausência de causalidade entre o impacto e a operação de shale, (iii) se o trabalho consistiu no levantamento qualitativo e de opiniões de entrevistados, via questionário estruturado ou se (iv) o trabalho se propõe a discutir sobre o tema com base em levantamentos bibliográficos e prospecções futuras, configurando então uma descrição do assunto.

FIGURA 29. QUANTIDADE DE ARTIGOS PUBLICADOS DE 1999 A 2018.



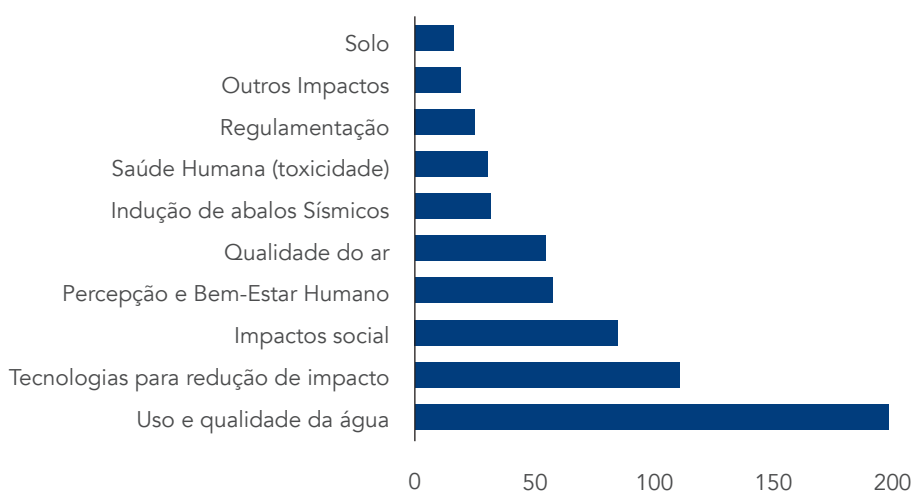
Fonte: Elaboração própria, 2018.



Dentre os 520 artigos levantados, 30% trataram do risco potencial de contaminação de água superficial e subterrânea, e alterações na qualidade de vida da população (13%). Importante mencionar que cerca

de 14% dos trabalhos têm sido realizados na busca pelo desenvolvimento de técnicas e metodologias para monitoramento, redução de impactos negativos e otimização de produção (Figura 30).

FIGURA 30. NÚMERO DE ARTIGOS PUBLICADOS CONFORME O OBJETIVO E TIPO DE IMPACTO INVESTIGADO

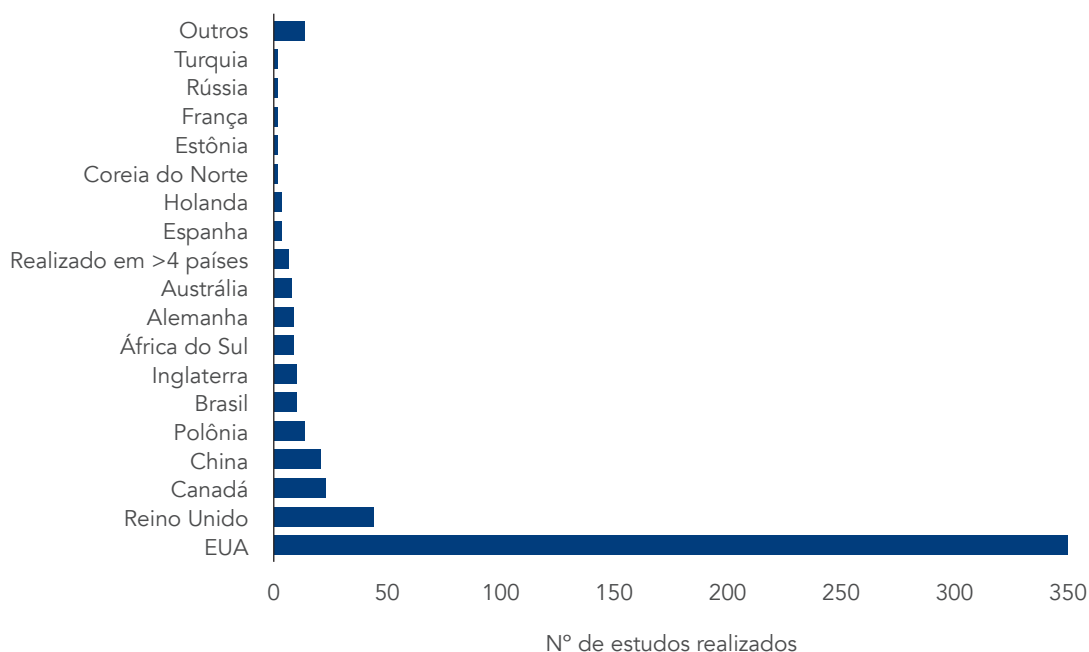


Fonte: Elaboração própria, 2018.

A maior parte dos estudos foi desenvolvida nos Estados Unidos (350), ou a partir de bases de dados deste país (Figura 31). O Brasil ocupa a 6ª posição em número de estudos, com 10 publicações voltadas à investigação dos métodos não convencionais e seus impactos. Sete dos artigos brasileiros tratam de revisões e levantamento de questionamentos sobre o fraturamento hidráulico e o *shale* no país. Três deles desen-

volvem estudos experimentais ou de projeções sobre a matriz energética nacional, demanda de água e desenvolvimento de tecnologias para aumento da permeabilidade dos reservatórios (CAMARGO *et al.*, 2014; CHAPIRO E BRUINING, 2015; ROCHA *et al.*, 2015). A somatória dos estudos, nesta análise, é superior ao número total de artigos, uma vez que existem artigos que realizam suas investigações em mais de um país.

FIGURA 31. QUANTIDADE DE ESTUDOS REALIZADOS POR PAÍS OU COM BASES DE DADOS PROVENIENTES DELES



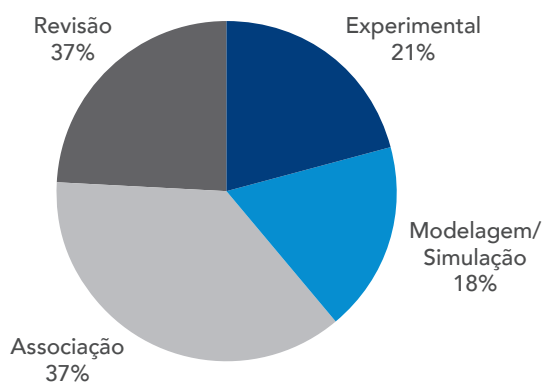
Outros: países com apenas um estudo publicado - Argentina, Escócia, Eslováquia, Grã-Bretanha, Israel, Jordânia, Lituânia, México, Portugal, República Tcheca, Suécia, Suíça, Tunísia e Japão.

Fonte: Elaboração própria, 2018.

As investigações mais recentes têm sido bem distribuídas entre levantamento de dados para estudos sobre processos de contaminação, ocorrência de acidentes e abalos sísmicos (pesquisa de associação); experimentos para avaliação de toxicidade de produtos e indução de abalos sísmicos (experimentais); simulações e modelagens para operação de fraturamento e revisões bibliográficas contendo artigos científicos, reportagens de jornais e análises de cenários econômicos (descrição) (Figura

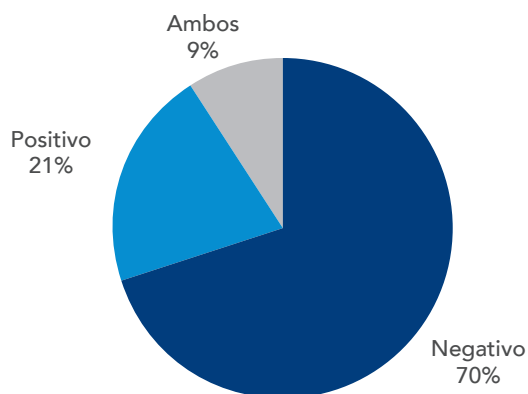
32). As diferentes formas e métodos adotados nas investigações, principalmente estudos associativos e experimentais, contribuem para aumentar o conhecimento sobre os impactos do *shale*, a relação causa-efeito associada aos impactos positivos e negativos, e à elucidação de dúvidas sobre os riscos ao meio ambiente e sociedade. Os trabalhos de revisão têm contribuído com a compilação de informações e também com a melhoria da discussão em nível internacional.

FIGURA 32. PROPORÇÃO DE PESQUISAS DE ASSOCIAÇÃO (LEVANTAMENTO DE DADOS *IN SITU* E CORRELAÇÕES), EXPERIMENTAIS (CONDUÇÃO DE EXPERIMENTOS *IN SITU* E LABORATÓRIO), DE MODELAGEM E SIMULAÇÃO, E REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS, SOBRE OS IMPACTOS DOS MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS



Fonte: Elaboração própria, 2018.

FIGURA 33. PROPORÇÃO DE ARTIGOS QUE LEVANTARAM IMPACTOS NEGATIVOS, POSITIVO E DE AMBOS

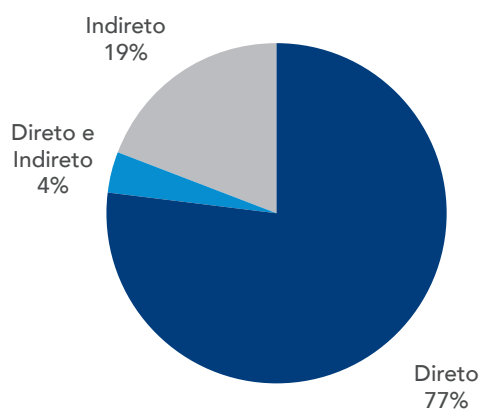


Fonte: Elaboração própria, 2018.

A maior parte dos impactos investigados tem caráter negativo, principalmente associados a eventos de intoxicação, contaminação e falhas operacionais (Figura 33). Impactos positivos foram verificados em estudos que avaliam os benefícios econômicos da operação, e também da criação de métodos e técnicas para redução de impactos negativos e aumento de confiabilidade da operação.

A maior parte dos estudos têm focado na influência direta de geração de impactos (positivos e negativos) dos métodos não convencionais sobre o meio ambiente e sociedade (Figura 34). Os estudos que avaliam impactos indiretos dizem respeito, principalmente, a emissões gasosas durante o transporte e à extração de areia para composição dos fluidos de perfuração.

FIGURA 34. PROPORÇÃO DE ESTUDOS QUE FIZERAM LEVANTAMENTOS DOS IMPACTOS DIRETOS, INDIRETOS E DE AMBOS, SOBRE MEIO AMBIENTE E SOCIEDADE

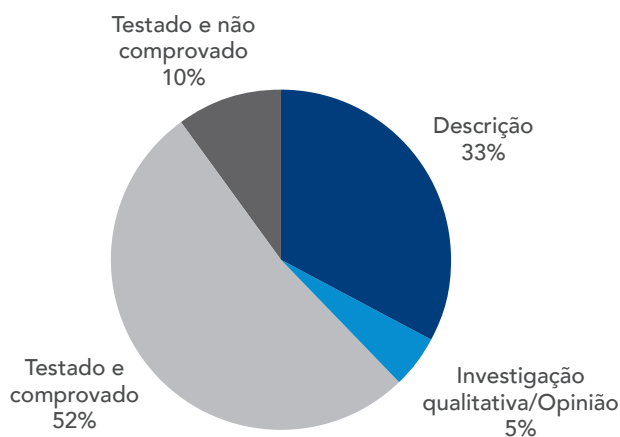


Fonte: Elaboração própria, 2018.

Por fim, foram avaliados os métodos empregados para busca dos resultados, e foi possível verificar que 269 artigos realizaram testes de hipóteses e comprovaram os impactos investigados (positivos e negativos), 55 deles realizaram testes de hipóteses, que foram rejeitados, e, portanto, o impacto (principalmente negativo) não pôde ser associado à operação de métodos não convencionais. 26 artigos avaliaram impactos através

de pesquisas qualitativas e de levantamento de opiniões de entrevistados via questionário estruturado. Esta forma de investigação é eficiente para levantamento de impactos sociais e de percepção humana, mas não implicam em comprovação de impactos ambientais diretos. Os demais artigos, 170, trataram de realizar levantamentos bibliográficos ou discutir a eficácia, aplicabilidade e necessidade dos métodos não convencionais (Figura 35).

FIGURA 35. PROPORÇÃO DE ESTUDOS QUE REALIZARAM TESTES DE HIPÓTESES E COMPROVARAM (OU NÃO) A EXISTÊNCIA DE IMPACTOS DERIVADOS DA OPERAÇÃO DE MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS



Estudos que avaliaram impactos através de pesquisas qualitativas e de opinião de entrevistados, e estudos que fizeram levantamento e descrição de dados (sem teste de hipótese) para discutir os impactos potenciais da operação de métodos não convencionais.

Fonte: Elaboração própria, 2018.

6.1. ÁGUA

Grande quantidade de água é requerida no processo de fraturamento. Estudos estimam que a demanda varia de 5.700 a 26.500 m³, evidência de que a variação de uso de água é muito grande, dependendo da localidade (EPA, 2010; CAMARGO *et al.*, 2014; RAHM & RIHA, 2014; JACKSON *et al.*, 2015; SHRESTHA *et al.*, 2017). Esta demanda pode resultar em conflitos de uso quando realizada em áreas ou épocas de baixa disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas (NICOT & SCALON, 2012; CAMARGO *et al.*, 2014; GOODWIN, 2014). Em algumas regiões norte-americanas, a retirada de água representa cerca de 1% da disponibilidade na bacia hidrográfica, enquanto em outras áreas pode alcançar até 10% (EPA, 2016). Em se tratando do Brasil, em um extenso estudo desenvolvido por Camargo *et al.* (2014), foi possível verificar que há bacias hidrográficas, como a do Paraná, com disponibilidade hídrica adequada, enquanto as bacias que drenam o Rio Grande do Sul e Minas Gerais sofrem com baixa disponibilidade de água. O maior problema aqui, reside no desrespeito das normas vigentes, e da capacidade de suporte dos sistemas hídricos, que não podem ser negligenciados.

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

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

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

A magnitude, reversibilidade e incidência dos impactos ambientais de derramamentos de fluidos de fraturamento ou aditivos dependerá diretamente de ações de prevenção, contenção e mitigação adotadas.

Um risco inerente ao uso dos aditivos repousa em seu armazenamento em grandes quantidades, para atender à demanda de produção para fraturar as rochas. Em relatório da EPA (EPA, 2015), nos Estados Unidos, foram registrados, de janeiro 2006 a abril 2012, 151 derramamentos de fluidos de fraturamento ou de aditivos, dos quais 36% aconteceram nos locais de armazenamento. As principais causas foram falhas nos equipamentos (34%) e erros humanos (25%) (EPA, 2016). Deste montante, 101 episódios de derramamento alcançaram o solo, águas superficiais ou subterrâneas, com volumes que variaram de 105 a 27.800 litros (EPA, 2015). O registro dos volumes armazenados é, portanto, essencial para os cálculos dos impactos potenciais sobre recursos hídricos mais próximos, além da definição de ações de emergência e contingência no caso de eventos acidentais. Quando em mistura, no fluido de fraturamento, a quantidade de aditivos é diluída, o que significa um risco mais baixo de contaminação, diferentemente dos locais de armazenamento. Mas cabe destacar que o processo de mistura demanda o uso de equipamentos complexos e vulneráveis a derramamentos durante a operação, que

implicam em danos ambientais, risco à segurança dos operadores, perda de matéria-prima e custos com a contingência em casos de falha ou acidente (EPA, 2016). A magnitude, reversibilidade e incidência dos impactos ambientais de derramamentos de fluidos de fraturamento ou aditivos dependerá diretamente de ações de prevenção, contenção e mitigação adotadas. O cuidado deve ser redobrado, pois, apesar de pouco frequente, a ocorrência de derramamentos tem um impacto negativo de alta magnitude, refletindo em mortalidade de organismos aquáticos, bioacumulação nas cadeias tróficas e indisponibilidade de uso da água para abastecimento público (DU *et al.*, 2012; GORDALLA, 2013; RIEDL *et al.*, 2013; KAHRILAS, 2014; BARP, *et al.*, 2017; AGERSTED *et al.*, 2018).

A operação de fraturamento hidráulico tem por objetivo manter as fraturas dentro da zona de produção, no entanto, é possível que durante a execução do processo as fraturas se estendam além desta zona de produção. Esse risco decorre da operação de poços com integridade mecânica inadequada - por conta de erros de execução ou degradação de revestimentos e cimentação. Em se

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

Outra fonte de risco diz respeito à água produzida ou água de retorno. A quantidade depende de fatores como produção, formação e operação, e pode variar de 950 mil a 3,78 milhões de litros, nos primeiros 10 dias (EPA, 2016). O tratamento desta água, com altos índices de salinidade, é muito custoso, podendo variar de 33.000 a 73.000 dólares por poço (VEIL, 2010). O tratamento químico

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

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

6.2. EMISSÕES DE GASES E POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA

Dentre as emissões de gases para a atmosfera, em decorrência da operação de fraturamento hidráulico, destacam-se as emissões fugitivas de metano, um gás com alto potencial de promoção e aumento do efeito estufa (CAULTON *et al.*, 2014). De acordo com o Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa Norte-Americano, o gás natural corresponde a aproximadamente 25% de todas as emissões de metano nos Estados Unidos, num horizonte de avaliação de 1990 a 2011 (EPA, 2013). São também emitidos compostos orgânicos voláteis (COV), óxidos de nitrogênio (NOx), alcanos e gás sulfídrico (EAPI *et al.*, 2014; EDWARDS *et al.*, 2014; AHMADI E JOHN, 2015). COV e NOx, na presença de luz, formam ozônio troposférico, que pode provocar danos crônicos ao sistema respiratório humano e necrose em folhas, enquanto o gás sulfídrico, por sua vez, é tóxico e corrosivo. Chen e Carter (2017), desenvolveram uma avaliação dos impactos de compostos tóxicos voláteis à saúde de operadores, destacando que os compostos tóxicos utilizados em 12,4% dos locais avaliados apresentaram potencial de causar danos crônicos respiratórios e cardíacos, enquanto em 7,5% os compostos avaliados apresentaram potencial de indução ao câncer. Importante mencionar que as emissões atmosféricas derivadas da operação de *shale* não são maiores do que aquelas derivadas de outras atividades antrópicas (BURNHAM *et al.*, 2012; GRACHEV E PLYAMINA, 2017) e podem ser gerenciadas com uso de boas práticas (TAIFAN E BALTRUSAITIS, 2016; WRIGHT E KANUDIA, 2016), tais como completação de poço sem dispersão atmosférica ou queima no *flare*, detecção e manutenção em vazamentos em equipamentos e dutos.

Estudos desenvolvidos com o objetivo de comparar as emissões de gases de efeito estufa entre diferentes fontes de geração de eletricidade tem evidenciado que o uso do gás produzido por métodos não convencionais tem o potencial de aquecimento global (GWP) de 412 a 1102 g CO₂ eq./kWh, enquanto do carvão pode variar de 837 a 1130 g CO₂ eq./kWh (COOPER *et al.*, 2016), considerando o horizonte de 100 anos do cálculo. É possível verificar que há sim um potencial alto de causar impactos negativos à atmosfera, mas comparável a outras atividades correlatas, e passível de mitigação.

6.3. ABALOS SÍSMICOS

Estudos têm revelado que o potencial de indução de abalos sísmicos devido ao fraturamento hidráulico é dependente das características da formação, da quantidade de poços e de água injetada. Há registros da ocorrência de abalos sísmicos devido ao fraturamento hidráulico, que, por meio de correlações e monitoramento das formações revelam a ocorrência de microcrossismicidade (MCGARR, 2014; WILSON *et al.*, 2015), mesmo em áreas com estabilidade geológica (EHRENBERG, 2012; KERANEN *et al.*, 2013, 2014). Davis *et al.* (2013) e Zhao (2018) destacam também que a operação de fraturamento hidráulico, por si só, não é capaz de produzir terremotos de grande magnitude, enquanto Verdon *et al.* (2016) concluem que não há evidências que sugiram que atividades em campos petrolíferos induzam atividade sísmica no Canadá.

Cabe destacar que atividades como mineração, injeção de água para recuperação secundária em métodos convencionais, disposição

de efluentes e operações geotérmicas podem produzir abalos da mesma intensidade ou maiores do que aqueles produzidos pelo *fracking* (DAVIES, 2013; LEE *et al.*, 2016). A operação de fraturamento hidráulico pode aumentar os riscos de abalos sísmicos, e deve, portanto, garantir o monitoramento sísmico, em tempo real e a distâncias compatíveis, para redução ou eliminação dos perigos advindos da ocorrência de um terremoto (WESTAWAY E YOUNGER, 2014; COOPER *et al.*, 2016; WILSON, 2018).

6.4.ASPECTOS SOCIAIS

A produção de óleo e gás por métodos não convencionais, assim como qualquer atividade produtiva, tem o impacto positivo de geração de emprego e

renda (LENHARD *et al.*, 2018). Em se tratando da aceitação das operações, em estudo realizado por Malin e DeMaster (2016), pessoas que se beneficiam da atividade, independentemente de seu potencial impacto ambiental negativo, tendem a ter opiniões mais favoráveis à sua manutenção na localidade em que residem. Por outro lado, em estudo realizado por Fisher *et al.* (2018), com habitantes diretamente afetados pela operação, praticamente todos os entrevistados (34) se mostraram contrários à operação de métodos não convencionais, principalmente devido à geração de ruídos, aumento de tráfego, emissões gasosas e riscos inerentes nas imediações da operação. Há também registros de aumento de problemas relacionados à saúde – náusea e dores de cabeça, e problemas mentais – estresse e ansiedade, em decorrência da operação de *shale* (PENG *et al.*, 2018).



Em localidades com economia local bem estabelecida, em geral, há uma tendência à recusa da operação, uma vez que os entrevistados não consideram o custo-benefício dos métodos não convencionais como atrativos. Em algumas localidades nos Estados Unidos, mais de 50% da população entrevistada desconhecia a operação por métodos não convencionais, e não sabia dizer se apoiava ou não (BOUDET *et al.*, 2014).

A veiculação de mídia, com tendências positivas ou negativas à operação, é também considerada uma forte influência para a formação de opinião da população. Em estudo desenvolvido nos Estados Unidos, por Ashmoore *et al.* (2016), os autores realizaram um levantamento de 1.958 reportagens veiculadas em jornais do país, de 2009 a 2014. De maneira geral, 61% das reportagens destacaram aspectos econômicos positivos, 54% mencionam aspectos ambientais negativos, enquanto 33% citam aspectos sociais (uma mesma reportagem pode mencionar mais de um aspecto). A maior parte dos impactos citados se refere à qualidade da água, criação de empregos e melhorias na infraestrutura, e os autores verificaram tendências de aceitação nos estados com veiculação de mídia positiva aos métodos não convencionais, enquanto rejeição nos estados com veiculação de mídia negativa (ASHMOORE *et al.*, 2016).

Durante o processo de instalação e operação da atividade, há também o risco à saúde dos operadores e da população que vive nas proximidades. Os riscos ocupacionais aos trabalhadores incluem exposição à sílica e ruídos, e inalação

de gases (CHEN E CARTER, 2017). Estes riscos podem resultar no desenvolvimento de doenças crônicas pulmonares, câncer e problemas cardiovasculares (SHARIQ, 2012). Vale destacar que a taxa de acidentes e indução de doenças provocadas pelo *shale* é mais baixa do que a registrada na mineração, construção civil e agricultura, nos Estados Unidos e Reino Unido (CFOI, 2015; HSE, 2015).

A percepção do público, em relação ao fraturamento hidráulico é um dos grandes desafios a serem vencidos. É muito difícil medir adequadamente esta percepção, devido à subjetividade inerente ao processo de levantamento de dados, mas de maneira geral, há uma grande rejeição, atrelada ao medo e estresse advindo de operações que envolvem petróleo e gás. Parte desta rejeição pode estar atrelada ao senso de pertencimento e apego ao local de residência (FERNANDO E COOLEY, 2016), enquanto outra parte está associada a defasagem de comunicação com o público em geral, com esclarecimentos sobre as medidas de segurança a serem adotadas e da garantia de operação segura ou de medidas de contingência eficientes. As vantagens da operação de *shale*, principalmente econômicas não podem ser desvinculadas dos riscos ambientais e de saúde, já que, se materializados, podem ser irreversíveis (LENHARD *et al.*, 2018). Em se tratando do Brasil, os estudos desenvolvidos têm destacado o risco inerente à exploração por métodos não convencionais, destacando fontes alternativas de energia ainda a serem exploradas, e com menores riscos envolvidos (LENHARD *et al.*,

2018); ressaltando a necessidade da implementação de novas tecnologias, monitoramento e regulamentação restritiva (MOUALLEM et al., 2014), discutindo a necessidade de destinação adequada do uso do gás produzido no país (RIBEIRO, 2014) e discutindo sobre os aspectos positivos da exploração do *shale* no país (ROCHA et al., 2015).

De maneira geral, boa parte dos artigos tem destacado a falta de estudos sobre os impactos dos métodos não convencionais, independentemente do tipo de efeito gerado. Há ainda muito o que se pesquisar e descobrir, para que as conclusões sobre o real potencial de impacto desta atividade não sejam traçadas de forma

precipitada. Grande parte das ações e opiniões contrárias à exploração de óleo e gás por métodos não convencionais estão pautadas no princípio da precaução. Isso significa que, quando não temos estudos e discussão suficientes para analisar adequadamente o impacto potencial de uma atividade ao meio ambiente e à saúde humana, opta-se por sua proibição.

Por meio da investigação dos 520 artigos levantados, foi possível realizar um delineamento inicial dos principais problemas, verificando-se que os riscos relacionados à atividade podem ser minimizados e, até, eliminados com o desenvolvimento e aproveitamento de tecnologias e boas práticas.

A maior parcela de impactos negativos está associada à contaminação da água – aquíferos e superficiais, e também do solo, em decorrência de vazamentos e disposição inadequada de água produzida ou efluentes. As técnicas de gerenciamento de riscos devem ser adaptadas para garantir a prevenção e redução dos problemas e a prevenção de vazamentos, além do monitoramento sísmico.



Perspectivas para o Brasil

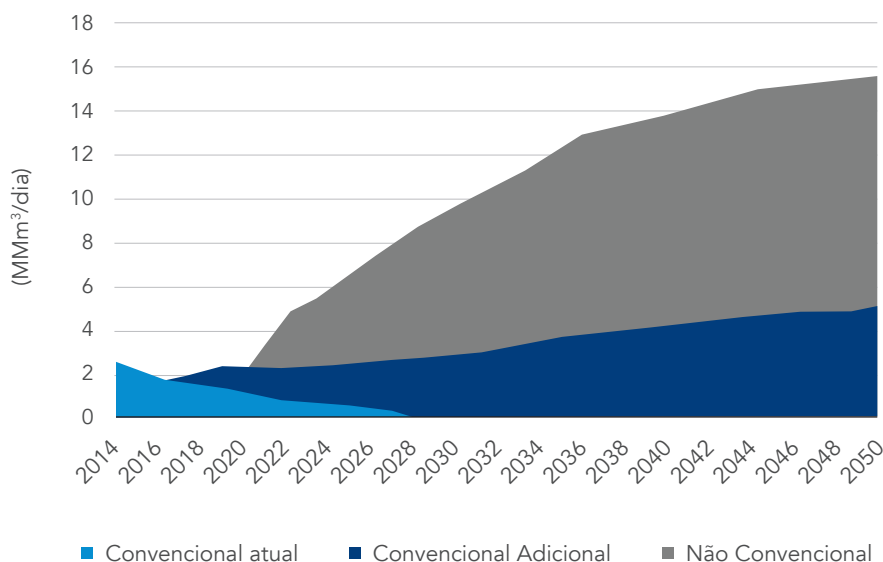
Diante do cenário apresentado, pode-se perceber que o Brasil tem potencial para aumentar sua oferta de gás. Os benefícios decorrentes do aporte de investimentos no setor perpassam aspectos sociais, econômicos e politicamente estratégicos. Para tanto, é necessário ir a fundo no entendimento de como proceder tecnicamente nessa tarefa, investigando as oportunidades existentes no país, suas nuances financeiras e logísticas e os mecanismos existentes para promoção da atividade no país.

7.1. OPORTUNIDADES PARA O BRASIL

Como visto no Capítulo 4, dentre as potenciais áreas identificadas no território nacional, a Bahia apresenta competência especial para a exploração de gás convencional e não convencional em terra. O governo do estado tem estudos para ampliar a malha de gasodutos e incentivar a produção de gás natural no Recôncavo Baiano. De acordo com a CNI (2017), o estado tem duas bacias com grande potencial de produção de gás

natural: a do Recôncavo e a de Tucano. Existem 14 campos em atividade no Recôncavo e 3 na área de Tucano. Após a revolução tecnológica que permitiu a exploração do *shale gas* e redução do custo dessa técnica, a atratividade da bacia do Recôncavo aumentou muito. Se essas duas bacias receberem investimentos de US\$ 9,1 bilhões nos próximos 35 anos, a produção de gás natural no estado poderá aumentar dos atuais 2 milhões para 15,6 milhões de metros cúbicos em 2050 (CNI, 2017), como mostrado na Figura 36.

FIGURA 36: PRODUÇÃO DE GÁS ONSHORE NA BAHIA



Fonte: CNI, 2017.

Caso esses investimentos se confirmem, a estimativa é que em 2022 sejam criados 1.500 empregos diretos e indiretos por ano na exploração e produção de gás natural. A partir de 2044, com o crescimento da produção, serão abertos até 2 mil empregos diretos e indiretos por ano no setor (CNI, 2017).

O total de impostos arrecadados no estado da Bahia a partir da produção adicional de gás natural em terra para o período foi estimado em US\$ 7,9 bilhões. Desse valor, 34% corresponde ao pagamento de imposto de renda, 29% de *royalties* e 37% de impostos indiretos sobre o CAPEX (CNI, 2017).

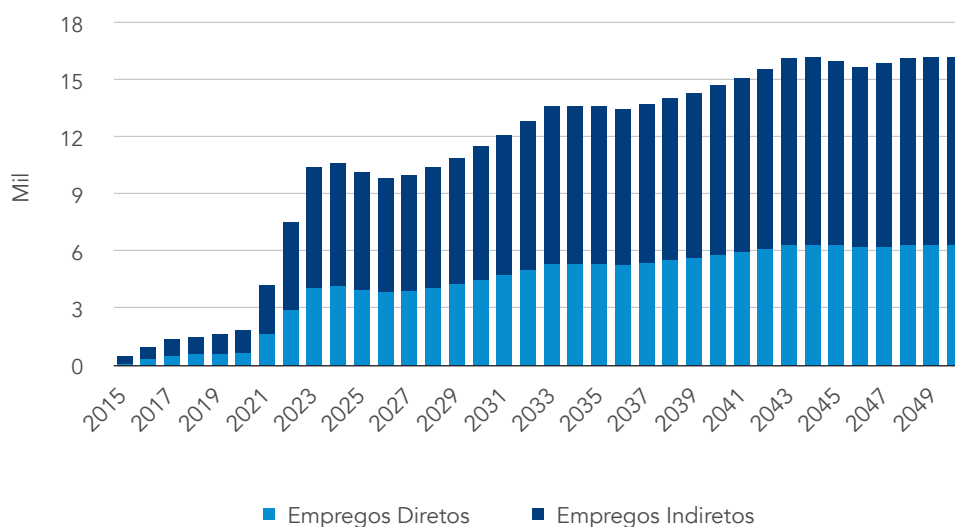
Quando se observa o cenário brasileiro, de acordo com Delgado e Febraro (2018), com a técnica do fraturamento hidráulico, o aproveitamento dos recursos não convencionais pode trazer consigo uma oferta abundante e competitiva de gás natural. Além da geração de empregos e renda, poderá trazer novos investimentos e desenvolvimento local e regional. Também estimularia a expansão da malha de gasodutos do país, a expansão da geração termelétrica a gás na boca do poço e possibilitaria o desenvolvimento de novos mercados. Como há um desinteresse das grandes empresas nas áreas terrestres maduras, abrem-se possibilidades para empresas de menor porte participarem das atividades de exploração e produção no Brasil (EPE, 2018).

Segundo a CNI (2015b), uma oferta futura abundante e competitiva de gás natural interferirá diretamente na capacidade de competição no mercado nacional e internacional. Com o aumento da produção e da oferta, os preços do gás natural industrial ficariam mais competitivos. É possível prever um cenário futuro de abundância de gás natural, com queda dos preços. Isso reduziria os custos de produção, especialmente de setores que consomem muita energia, como siderurgia, pelletização de minério de ferro, alumínio, química, cerâmica, vidro e papel e celulose. Atualmente, esses setores são responsáveis pelo consumo de 70% de todo o gás natural utilizado na indústria.

Para se ter uma dimensão da importância do investimento na produção *onshore*, somente na cidade de Mossoró, no Rio Grande do Norte, nos últimos 12 meses, foram mais de 14.000 desempregados. O estudo elaborado pela Gerência de Estudos Técnicos da Superintendência de Desenvolvimento Industrial (SDI) demonstra que para cada 10.000 barris de produção de petróleo são criados 23.000 empregos diretos e indiretos (SANTOS JR., 2018).

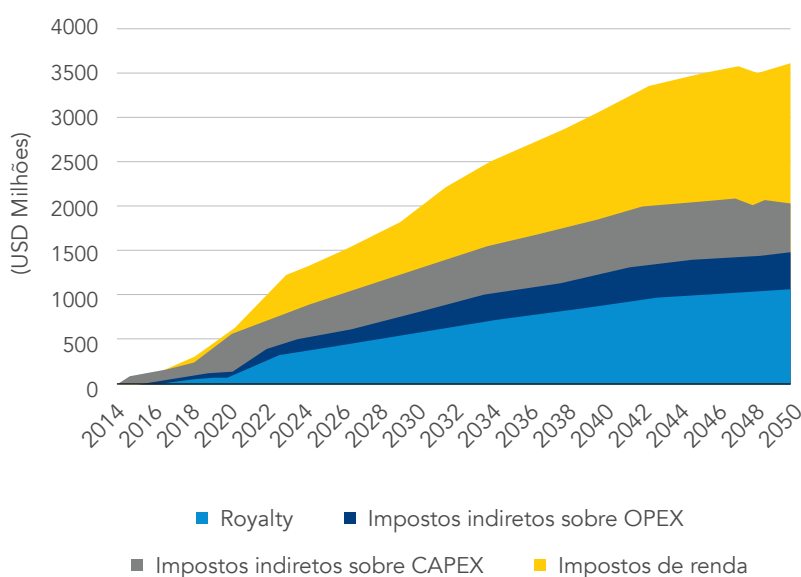
Os benefícios econômicos e sociais decorrentes da exploração de petróleo *onshore* podem ser observados nas Figuras 37 e 38, que destacam a elevação do nível de empregos e as expectativas de arrecadação governamental associadas à atividade no país.

FIGURA 37: GERAÇÃO DE EMPREGOS DIRETOS E INDIRETOS COM A PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM TERRA NO BRASIL



Fonte: CNI, 2017.

FIGURA 38: ARRECADAÇÃO DE IMPOSTOS COM A PRODUÇÃO DO GÁS NATURAL EM TERRA NO BRASIL



Fonte: CNI, 2017.

É necessário, todavia, a desmistificação do fraturamento hidráulico para que todo esse potencial seja convertido em receita. Apesar da técnica envolver ainda muitas dúvidas a serem esclarecidas, como os custos tangíveis (que incluem a dependência de sistemas técnicos complexos propensos a vazamentos e acidentes), danos ao meio ambiente e à atmosfera quando ocorrem problemas, margens de lucros pouco claras quando as externalidades negativas são levadas em consideração, difícil aceitação pública e pouca transparência e credibilidade no monitoramento dos impactos ambientais, há também benefícios mensuráveis que podem trazer desenvolvimento para o país, já que este tem recursos potenciais.

Além disso, o gás natural é uma fonte de energia mais limpa do que o carvão e os derivados de petróleo. A expansão do uso desse insumo, especialmente nos setores que consomem muita energia, ajudará o país a reduzir as emissões de gases do efeito estufa. O estudo da CNI (2015a) estima que a indústria química, por exemplo, pode substituir 80% do carvão, 80% dos óleos combustíveis e 50% de outras fontes de energia de petróleo por gás natural, desde que aumente a oferta de gás natural a preços competitivos.

De acordo com o MME (2017), o consumo total de gás natural no Brasil aumentou mais de dez

Com as reservas não convencionais, a produção de gás natural a partir de reservatórios de baixa permeabilidade fornece benefícios que incluem reservas potenciais, queda dos preços do gás natural no mercado regional, assim como taxas mais robustas de crescimento econômico, emprego e renda.

vezes nos últimos trinta anos, passando de 3,03 bilhões de m³ em 1985 para 30,8 bilhões de m³ em 2017. O uso do gás natural na geração de energia elétrica, em usinas termelétricas no Brasil, ocorre em complemento àquela produzida a partir de recursos renováveis, especialmente no caso da hidroeletricidade, sendo por isso uma garantia às possíveis oscilações nos níveis dos reservatórios de hidrelétricas em períodos de baixa afluência hídrica (DELGADO E FEBRERO, 2018).

A questão do *shale gas* é um fenômeno evolutivo e o país tem pouca infraestrutura e um mercado de gás natural ainda emergente. Os preços de gás natural no Brasil são altos, especialmente quando comparado ao mercado norte-americano (Gráfico 1).

O gás natural é um insumo importante para o setor industrial e, consequentemente, essencial para o desenvolvimento econômico. Dessa forma, o gás de folhelho pode contribuir para um mercado mais equilibrado no Brasil.

A oferta disponível de gás natural no Brasil em 2018, foi de 57 MMm³/dia, porém este volume não é o suficiente para suprir a demanda interna do país. Para complementar essa oferta, o país importa, em média, 8 MMm³/dia de GNL e 24 MMm³/dia de gás natural da Bolívia por meio de gasoduto (MME, 2018).

O aproveitamento de recursos não convencionais pode ainda contribuir fortemente para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias maduras e nova fronteiras e geração de emprego e renda.

7.2. PRÉ-SAL

O cenário para a oferta doméstica de gás natural é baseado em campos terrestres e marítimos, advindo do gás associado produzido em águas profundas e ultra profundas. No plano decenal (2014-2023) da EPE há uma previsão de aumento da participação do gás produzido em águas ultra profundas de 45% em 2013 para 60% em 2023, em função do gás associado da área do pré-sal (CNI, 2015). Importante destacar que os avanços tecnológicos alcançados pela Petrobras abriram uma fronteira exploratória no setor, com potencial para posicionar o Brasil entre os países com reais condições de aumento progressivo de reservas e produção.

A empresa Gás Natural Açu investe na ideia da construção de uma unidade de GNL para exportação no Porto do Açu, idealizada para viabilizar a exportação do gás associado do pré-sal. Para os investidores, essa iniciativa está levando em consideração diversos cenários futuros. Os estudos conceituais devem levar cerca de um ano para ficarem prontos e o projeto, até a sua entrada em operação, de sete a dez anos. A projeção é que a capacidade de exportação fique em torno de 15 milhões de m³/dia a 30 milhões de m³/dia. A execução do projeto, no entanto, vai depender de variáveis como a monetização do gás de pré-sal e também do desenvolvimento do marco regulatório do gás natural. A preocupação é o

custo para esta atividade, podendo chegar ao consumidor a um preço não tão competitivo.

Há ainda muitos desafios técnicos e econômicos para o aproveitamento comercial do gás do pré-sal. Dentre eles pode-se destacar o desafio do acesso ao mercado de gás natural, a existência de especificações técnicas do gás de pré-sal que resultam em elevados custos de oferta, além do aumento do custo pela distância da costa e os altos níveis de contaminação de CO₂.

A elevada concentração de CO₂ é um desafio, uma vez que a tecnologia convencional de separação é de difícil viabilidade para os reservatórios com elevada razão gás/óleo (RGO)⁵² e alto grau de contaminação por CO₂. A tecnologia disponível ocupa muito espaço nas unidades de produção, sendo custosa a sua aplicação para o tratamento de grandes volumes de gás contaminado. Além disso, os elevados níveis de CO₂ impõem importantes restrições técnicas para reinjeção do gás natural, já que exigem equipamentos resistentes à corrosão provocada pelo contaminante (ALMEIDA E COLOMER, 2017).

Os gasodutos de escoamento do pré-sal são custosos em função da distância entre os campos e a costa. Os equipamentos para transporte de gás em águas profundas apresentam custos mais elevados pois devem ser mais reforçados para suportar a pressão elevada. O gás natural prove-

52. Quantidade de gás livre e dissolvido como conteúdo de um reservatório em relação à quantidade de óleo.

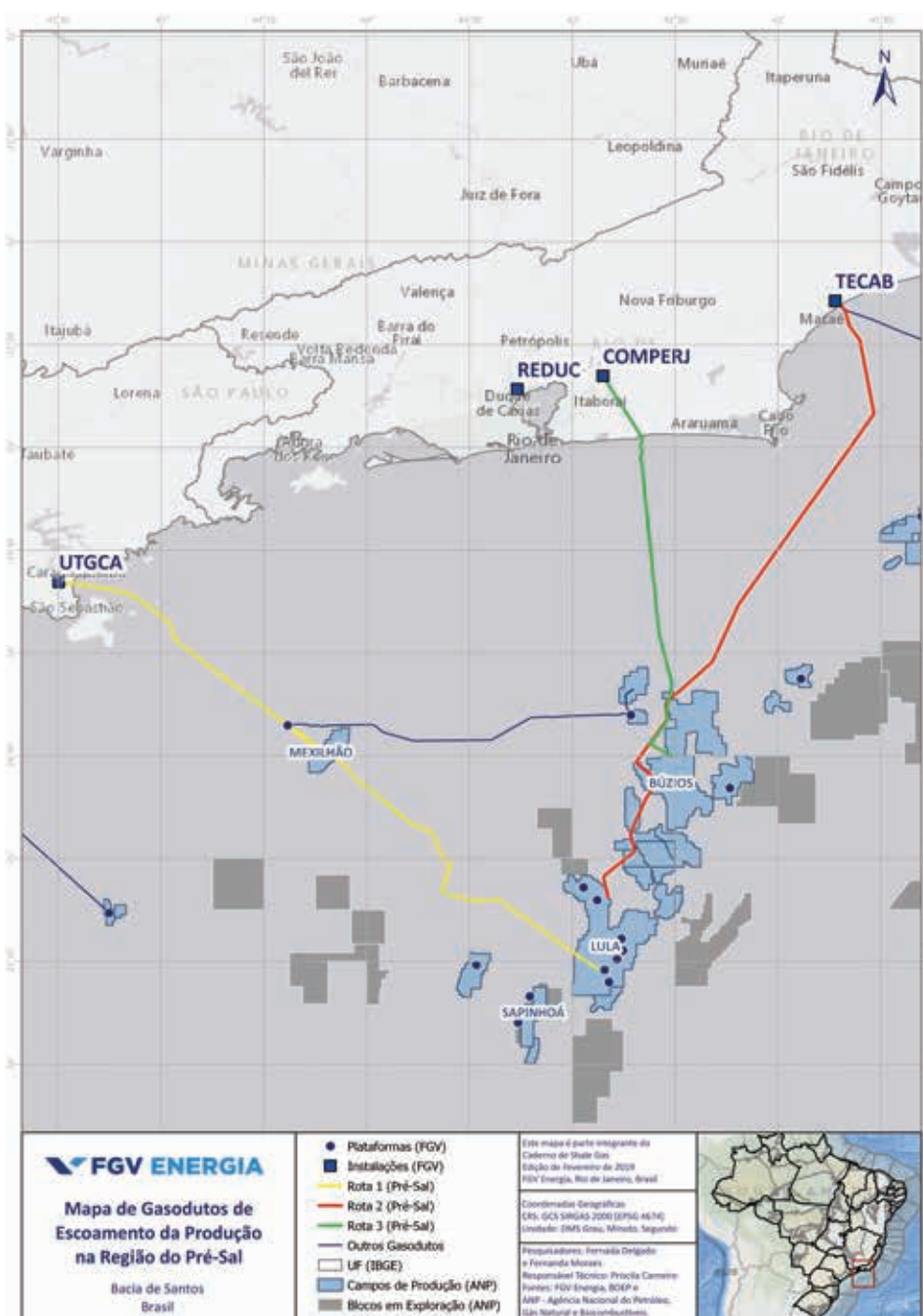
Importante destacar que os avanços tecnológicos alcançados pela Petrobras abriram uma fronteira exploratória no setor, com potencial para posicionar o Brasil entre os países com reais condições de aumento progressivo de reservas e produção.

niente do pré-sal tem sido escoado por dois grandes gasodutos submarinos (Rota 1 e Rota 2). O gasoduto Rota 1 está em operação desde 2011 e liga os campos de Lula e Sapinhoá ao gasoduto entre o campo de Mexilhão e a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Caraguatatuba em São Paulo. O gasoduto Lula-Mexilhão tem capacidade de escoamento 10 MMm³/d. Além disso, o gasoduto Mexilhão Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), com capacidade de 20 MMm³/d de escoamento, se destina a movimentar 10 MMm³/d do pré-sal e 10 MMm³/d do pós-sal.

O gasoduto Rota 2, entrou em operação em 2016, com capacidade para escoar diariamente 13 MMm³/d da região de Santos até o Terminal de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé –RJ (PETROBRAS, 2017). Além dos dois gasodutos já em operação, está em construção o terceiro gasoduto (Rota 3) que irá ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa à UPGN do COMPERJ, em Itaboraí-RJ (Figura 39). O projeto Rota 3 tem um cronograma que prevê sua entrada em operação para 2020 e terá capacidade de escoar 18 MMm³/d.⁵³

53. O mercado estima que em um horizonte próximo esses dutos não serão capazes de atender a demanda nacional, tanto pela pelo incremento na produção de gás como por dificuldades de reinjeção do mesmo em reservatórios cuja pressão interna é muito alta e o teor de CO₂ baixo. A Cosan apresentou um termo de referência ao Ibama em 2015 referente a viabilização da construção do gasoduto Rota 4, mas segue sem data estimada e especificações (COSAN, 2014).

FIGURA 39: ROTAS DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL



Fonte: Elaboração própria, 2018.

Além dos desafios técnicos, existem desafios econômicos para investimentos na separação, escoamento e tratamento, uma vez que é o preço do gás e as condições de acesso ao mercado que determinam a viabilidade desses projetos. Nesse contexto, identificam-se, no caso brasileiro, as seguintes barreiras para o acesso de novas empresas ao mercado brasileiro de gás natural (ALMEIDA E COLOMER, 2017):

- i. **O predomínio da Petrobras na oferta do gás:** a estatal controla aproximadamente 94% da produção de gás como operadora, e cerca de 79% como concessionária;
- ii. **Mercado elétrico:** a geração termelétrica demanda grandes volumes de gás e pode funcionar como vetor de desenvolvimento do mercado;
- iii. **Garantia de suprimento:** dado que a produção de um campo de gás natural pode variar ao longo do tempo, em decorrência de questões técnicas e geológicas, a garantia de um volume estável de venda é um desafio, já que não existe

um mercado secundário de gás natural nem infraestruturas de estocagem.

Perante as dificuldades mencionadas, são necessárias algumas modificações para as empresas conseguirem se inserir no mercado e assim colocarem em prática a iniciativa do gás para crescer, de modo a haver uma diversificação dos agentes do setor e aumento da competição.

7.3. MERCADO DE GÁS BRASILEIRO E MONETIZAÇÃO

A monetização do gás é um desafio para o país. Um ponto de grande importância é a comercialização do gás natural, tanto pela incerteza associada à política de combustíveis, quanto da infraestrutura de transporte. Os produtores independentes têm duas opções:

- 1. tentar vender o gás natural para distribuidoras e/ou grandes consumidores livres através de gasodutos;

Se por um lado os recursos brasileiros de gás natural representam oportunidades econômicas ao país, por outro há uma grande dificuldade de monetização desse energético.

2. integrar-se com uma planta de geração de eletricidade na boca do poço.

Na configuração atual do país, há uma dificuldade para o produtor vender sua produção diretamente para grandes consumidores não térmicos, ou mesmo para distribuidoras estaduais de gás. Atualmente, todos os produtores independentes de gás natural no Brasil vendem sua produção para a Petrobras. Na falta de opção para a sua monetização, o gás produzido por produtores independentes acaba sendo vendido por um preço baixo.

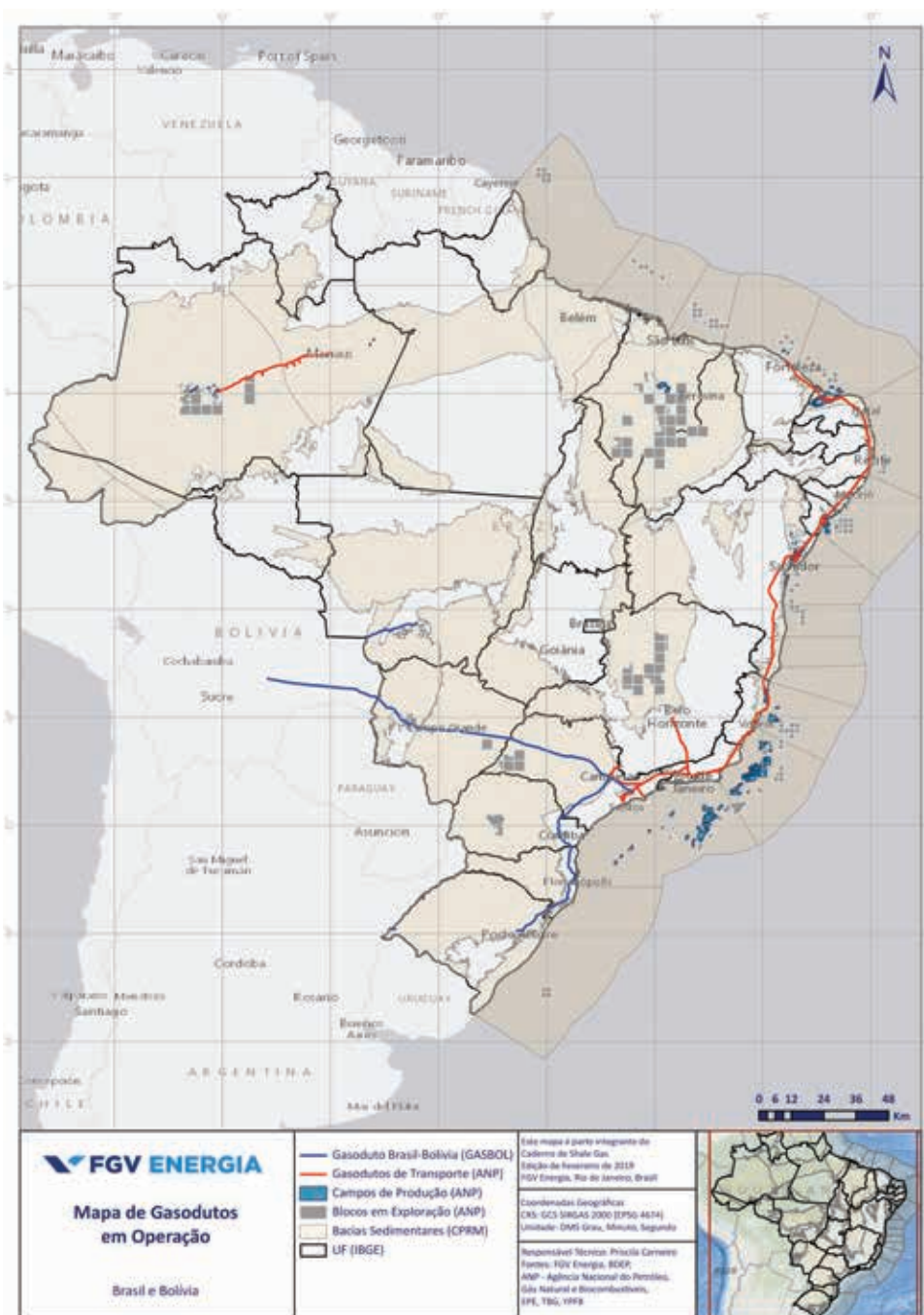
Para isso, houve a iniciativa do governo para criar a lei Gás para Crescer⁵⁴, em 2016, com o objetivo de estudar e elaborar propostas para manter o adequado funcionamento do setor de gás, diante de um cenário de redução da participação da Petrobras (MME, 2018). Essa possibilidade representa oportunidade de diversificação dos agentes do setor e aumento da competição.

De acordo com a CNI (2015), as principais barreiras à monetização direta por produtores independentes são a escassez de uma base de transporte e restrição ao acesso à infraestrutura existente; dificuldade de acesso ao mercado final em função do monopólio das distribuidoras e da forte concentração do segmento de distribuição na Petrobras; risco de comercialização elevado para novos *players* e dificuldade para estruturar projetos de integração gás-eletricidade.

Atualmente existem apenas 9.410 quilômetros de gasodutos de transporte no Brasil, concentrados no litoral do país e na região Sudeste (Figura 40), então é necessária a expansão da malha dutoviária. Caso contrário a geração elétrica tende a ser a opção escolhida de monetização, já que no Brasil há uma rede de cerca de 150 mil quilômetros de linhas de transmissão.

54. Para maiores informações acessar: <http://www.mme.gov.br/web/guest/gas-para-crescer>

FIGURA 40: REDES DE GASODUTOS NO BRASIL



Fonte: Elaboração Própria, 2018.

Além disso, a distribuição do gás é regulada no âmbito estadual, e na maioria dos estados, só existe uma distribuidora. Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos a apresentarem mais de uma distribuidora (três em SP e duas no RJ). Atualmente, existem 27 empresas operando na distribuição de gás natural no Brasil. Deste total, a Petrobras é acionista minoritária em 19 e controladora em dois. A Mitsui é o segundo maior acionista privado em distribuição de gás (em termos de vendas de gás), com participação menor em sete distribuidoras: Bahiagas, Sergas, Algas, Copergas, Pbgas, Compagas e SCGas; seguida da CS Participações, com oito: Cigas (Amazonas), Gás do Pará (Pará), Gasmar (Maranhão), Gasap (Amapá), Gaspisa (Piauí), Rongas (Rondônia), Cebgas (Brasília) e Goiasgas (Goiás).

A participação da Petrobras, na maioria das distribuidoras, representa uma barreira para que novos produtores venham a comercializar sua produção. Ao controlar a política de compras de gás das distribuidoras, a Petrobras detém um poder de mercado assimétrico em relação aos produtores independentes. Quase sempre, as distribuidoras assinam contratos de longo prazo com a Petrobras e o mercado se mantém fechado para novos fornecedores.

Alguns estados iniciaram o processo de liberalização do mercado final para grandes consumidores. Nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Maranhão e Amazonas, a regulação estadual criou a figura do consumidor livre. Entretanto, a forma de regulação da liberalização do mercado final varia muito

entre os estados e, em geral, as restrições para os consumidores livres são grandes. Atualmente, apenas um consumidor livre compra gás diretamente do produtor. Trata-se de uma termelétrica localizada no estado do Rio de Janeiro que pertence ao grupo Eletrobrás.

Um importante desafio para o desenvolvimento do segmento de produtores independentes de gás natural no Brasil é a dificuldade de garantir uma oferta estável para os contratos de vendas no contexto atual deste mercado no Brasil. Como já mencionado, a produção de um campo de gás natural pode variar ao longo do tempo em função de questões técnicas e geológicas. Assim, a garantia de um volume estável para venda direta de gás natural para consumidores finais é um desafio, já que não existe um mercado secundário e nem infraestrutura de estocagem para este produto.

É necessário pensar também na necessidade das termelétricas, principalmente no cenário dos últimos anos, evidenciando a necessidade de repensar a estrutura da matriz de geração. Na nova realidade setorial as térmicas têm maior protagonismo, demandando um perfil de contratação diferente para o gás. As condições atuais de contratação são orientadas para um perfil de operação complementar, mas restringem a entrada de novos projetos termelétricos voltados para uma operação contínua.

Tendo em vista as dificuldades citadas, de acordo com Almeida e Colomer (2017), algumas das alternativas para a monetização do gás do pré-sal são:

- i. Uso do gás para produção de energia elétrica na boca do poço através de usinas instaladas em plataformas *gas-to-wire* (GTW);
- ii. Liquefação do gás (GNL) em plantas embarcadas;
- iii. conversão do gás em combustíveis líquidos por meio de plantas de *gas-to-liquids* (GTL) embarcadas.

7.4.CONTRATO BRASIL - BOLÍVIA

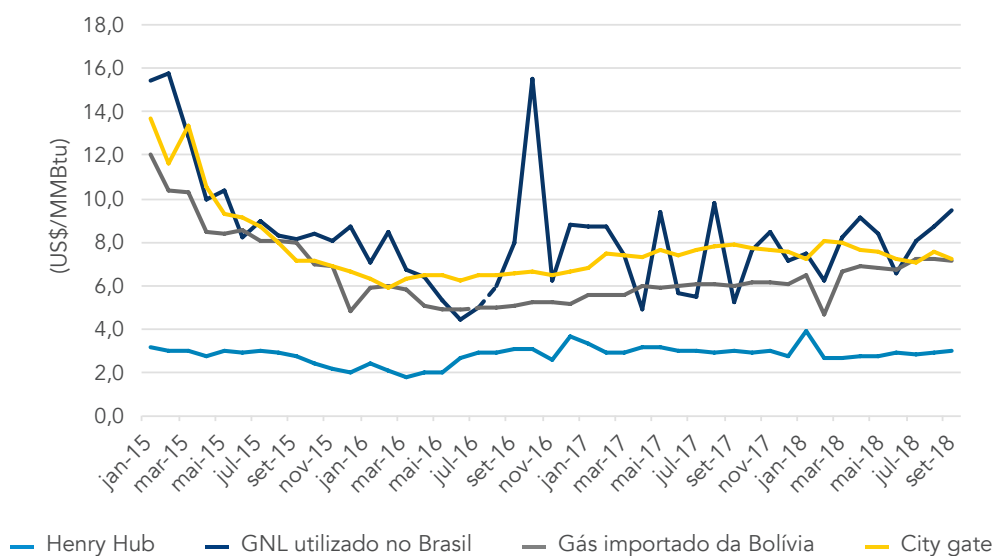
A Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) assinaram um acordo de compra e venda de um projeto de construção de um gasoduto interligando as áreas de produção bolivianas ao mercado brasileiro. Esse contrato foi aditado diversas vezes para alteração de prazos e volumes. O acordo firmado em 1993 visou desenvolver os dois países, como também contribuir para integração latino-americana.

No início das negociações o contrato era de um volume de 8 milhões de m³/dia a 16 m³/dia de gás natural por um gasoduto que cruzaria a fronteira entre Porto Suárez (Bolívia) e Corumbá (Brasil). Conforme as estações e os dutos foram sendo instalados, o volume foi aumentando. Em 2000, a capacidade era de 17 milhões de m³/dia e atualmente esse volume foi expandido para 30 milhões de m³/dia (EPE, 2017). O projeto do

GASBOL compreendeu a construção de um duto com o total de 3.150 m de extensão, o gasoduto tem 32 polegadas de diâmetro no trecho de Rio Grande até Campinas, SP, onde se divide em dois ramais de 24 polegadas. O primeiro tramo vai até Guararema, SP, onde se conecta ao sistema de gasodutos existente na Região Sudeste e o segundo segue até Araucária, PR. De Araucária, PR a Porto Alegre, RS, o diâmetro do duto se reduz até 16 polegadas.

A comercialização do gás é realizada diretamente entre a YPFB e a Petrobras. A Petrobras comercializa o produto junto às empresas distribuidoras estaduais (INFORME INFRA-ESTRUTURA, 2000). No acordo firmado de longo prazo de compra somente pela Petrobras, foi estabelecida uma Quantidade Diária Contratual base – QDCb (16 milhões de m³/dia) e de Quantidade Diária Contratual adicional – QDCa (14 milhões de m³/dia), contendo, ainda, cláusula *take-or-pay*, garantindo por vinte anos o pagamento por um volume mínimo de gás natural, independentemente de vir ou não a poder movimentar essa oferta para o mercado brasileiro. Para os volumes sob o contrato básico (8 a 16 milhões de m³/dia), o preço estabelecido foi de US\$ 2,55/MMBtu, sendo US\$ 0,90/MMBtu relativo ao gás natural na boca do poço e US\$ 1,60/MMBtu pelo transporte. Na Figura 41, pode-se comparar os preços nacionais repassados pela Petrobras (*City Gate*), dos Estados Unidos (*Henry Hub*) e do gás da Bolívia, além dos preços de GNL utilizado no Brasil.

FIGURA 41: COMPARAÇÃO DOS PREÇOS DE GÁS NATURAL



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, 2018.

Nota: 1) Nos meses de julho e agosto de 2016 não houve importação de GNL.

2) Valores corrigidos com índices IPCA e CPI.

De acordo com o gráfico pode-se analisar que o preço do gás nos Estados Unidos é bem inferior aos preços de importação do Brasil. Observa-se que o preço do gás natural liquefeito é volátil e tem valores altos e o gás vindo da Bolívia é o de melhor preço no Brasil. O *city gate* é o preço vendido para os consumidores pela Petrobras.

A recuperação dos investimentos no GASBOL está garantida pelos contratos de serviço de transporte com duração de vinte a quarenta anos, na modalidade *ship or pay* (na qual os

usuários do serviço de transporte devem pagar pela capacidade de transporte contratada, independentemente do volume transportado). O término da autorização de operação do GASBOL pela TBG ocorrerá em 2039, conforme Lei nº. 11.909/2009 (EPE, 2017).

As características dos contratos de transporte vigentes são:

1. Contrato de transporte de quantidades básicas: volume contratual de 18 milhões de m³/

dia, com prazo de duração de vinte anos, em regime *take-or-pay*, e vigência até 31 de dezembro de 2019;

2. Contrato de transporte de quantidades adicionais: é um contrato de compra antecipada de parte da capacidade de transporte do duto, sendo a Petrobras titular dessa capacidade adicional de transporte. O volume contratual estimado passará de 5,675 milhões de m³/dia para 5,35 milhões de m³/dia e, posteriormente, de 5,35 milhões de m³/dia para 6 milhões de m³/dia, com pagamento antecipado e prazo de duração de quarenta anos e vigência até 04 de setembro de 2041;
3. Contrato de transporte de quantidades: para 6 milhões de m³/dia, com prazo de duração de vinte anos e vigência até 31 de dezembro de 2021;
4. Contrato de transporte resultante do Concurso Público de Alocação da Capacidade: para uma capacidade adicional de 5,2 milhões de m³/dia no trecho sul do gasoduto, entre Paulínia e Araucária, com prazo de duração de vinte anos e vigência até setembro de 2030.

O cenário para a renovação do contrato impõe desafios à Bolívia devido à necessidade de atrair

investimentos em E&P e incorporar novas reservas de gás que deem sustentação ao novo contrato brasileiro e ao mercado argentino. O aspecto de cautela se refere, justamente, à situação das reservas bolivianas de gás natural, que apresentam uma relação reserva/produção de cerca de treze anos, podendo vir a ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua demanda doméstica e dos compromissos de exportação de gás natural firmados com o Brasil.

Outros desafios que se colocam para a Bolívia são as perspectivas de manutenção de baixos preços no mercado internacional do gás natural e o aumento de concorrência de fornecimento da commodity, via outras alternativas de oferta para o Brasil, como o GNL importado e o gás natural nacional (EPE, 2017).

Há interesse mútuo entre os países para que haja uma renovação do contrato de fornecimento de gás natural. Para a Bolívia, há um grande interesse em manter o fornecimento, pois o mercado interno de gás na Bolívia é subsidiado pelo governo, então o Brasil mantém sua renda gaseífera. Já o Brasil depende deste gás natural, pois apesar de ter grandes reservas, grande parte do pré-sal, ainda não está produzindo como se espera. Para dar mais garantia à renovação, o prazo contratual e o regime de fornecimento firme e flexível também poderiam variar para chegarem a um acordo.

Recomendações para o desenvolvimento de uma indústria de *shale* no Brasil

Identificadas e analisadas as potencialidades e dificuldades brasileiras para a exploração do gás de folhelho, é fundamental reconhecer que os custos para a exploração e produção deste são muito mais elevados do que para o gás convencional. Dessa forma, são necessários incentivos específicos para o desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil, como, por exemplo (não exaustivo):

- Revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção;
- Redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%;
- Isenção de PIS-COFINS para o gás não convencional;
- Criação de uma política industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltada para o gás não convencional;
- Alocação de recursos públicos para investimento em estudos e treinamento técnico para os órgãos estaduais e federais envolvidos com

o licenciamento das atividades de E&P relacionadas a recursos não convencionais.

No que se refere às questões relacionadas à financiamento, soa interessante a criação de um Fundo Público de *Private Equity* de apoio ao gás em terra a ser administrado por órgão financeiro público com experiência em *venture capital/private equity*. Além disso, a coordenação com os bancos públicos trabalhando na modalidade de *project finance* na área de energia (BNDES, CEF, BB), no sentido de priorizar financiamentos às empresas na fase de desenvolvimento dos campos (CNI, 2015) será essencial.

Adicionalmente, a criação de um ambiente atrativo para os investimentos na exploração e

produção de gás natural em terra perpassa por mudanças de regras que permitam a comercialização do gás no mercado nacional a preços justos para os produtores. Para tanto, é fundamental que exista (CNI, 2015):

- Promoção do livre acesso à infraestrutura de transporte, com a implementação da troca operacional;
- Organização de leilões de compra de gás pelas distribuidoras e termelétricas;
- Revisão do papel do PEMAT⁵⁵;
- Revisão das regras para projetos de geração termelétrica.

Vale destacar que é fundamental que seja analisado o esforço exploratório necessário para o gás natural em terra principalmente para não convencional, resultando em um novo ambiente de negócios atraentes para investimentos. Para tanto é necessário analisar as principais características técnicas e econômicas para identificar barreiras para a produção do *shale gas*.

A inadequação do arcabouço institucional brasileiro para a exploração de gás não convencionais ficou clara durante o recente processo de judicialização das atividades de fraturamento hidráulico brasileiro. Outro ponto de peso para o desenvolvimento do *shale gas* no Brasil é a falta de incentivos fiscais. Este ponto foi essen-

cial para o desenvolvimento da atividade nos Estados Unidos.

Conforme discutido neste trabalho, uma importante barreira ao desenvolvimento da produção de gás não convencional é a falta de uma cadeia de fornecedores adequada ao ritmo de exploração. Isso fica nítido quando se compara a capacidade de bombeamento hidráulico disponível no Brasil com a dos outros países.

É interessante mencionar ainda que, o desenvolvimento socioeconômico e as melhorias na infraestrutura que a exploração e produção de petróleo e gás natural em jazidas não convencionais está promovendo na região de Neuquén, e em toda a Argentina, é inquestionável, tendo ainda gerado milhares de postos de trabalho.

Dessa forma, o MME (2018) sumariza recomendações para tal, agrupadas em cinco subconjuntos, quais sejam:

1. Realizar o projeto do poço transparente em bacias sedimentares distintas, em especial na Bacia do Recôncavo, por ser uma região com geologia conhecida e com histórico de perfurações e fraturamento hidráulico de baixa intensidade em reservatórios convencionais. Para tal e com a finalidade de se obter maior chance de êxito no assentimento institucional e social do projeto do poço transparente, preconiza-se um maior engajamento dos Governos Estaduais, Ministérios Públicos, e

⁵⁵. Plano de Expansão da Malha Dutoviária.

Órgãos Ambientais Estaduais. Por parte da União, será avaliada a possibilidade de uma resolução do CNPE que suporte ao financiamento do projeto piloto com verbas de P&D&I.

2. Revisar o disposto sobre o licenciamento ambiental para que a exploração e produção de petróleo e gás natural seja realizado, em sua integridade, por um único ente federativo (federal ou estadual), e elaborar normativa que preveja itens mínimos a serem seguidos pelo órgão ambiental no processo de licenciamento. Ainda em vista de se obter a autorização para início dos estudos de viabilidade da atividade, deve-se intensificar o diálogo com o MME (Ministério de Minas e Energia) e o Ibama visando sanar dúvidas que ainda restem sobre os riscos ambientais do processo e articular junto aos Ministérios Públicos e à Justiça Federal o esclarecimento da matéria objetivando uma redução das judicializações.
3. Elaborar uma estratégia de comunicação coordenada e estruturada que atinja toda a população, identificando os pontos focais para a implantação do projeto do poço transparente e difundindo os impactos econômicos para as regiões, nas quais ocorram o início e, por ventura, a intensificação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em reservatórios de baixa permeabilidade.
4. Desenvolver cooperação internacional com a Argentina visando fomentar o desenvolvimento de tecnologias nacionais e tratar de temas de interesse para o desenvolvimento da atividade (infraestrutura, cadeia de valores, tecnologia)

e redução de possíveis impactos socioambientais. Além disso, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, como estratégia nacional no âmbito de ciência, tecnologia e inovação (CT&I), inseriu no Plano de CT&I para petróleo e gás natural orientações para fomentar o desenvolvimento de projetos P,D&I, recursos humanos, e tecnologia para a exploração e produção de recursos energéticos em reservatórios de baixa permeabilidade adaptado às condições nacionais, visando promover a investigação tecnológica e capacitação de recursos humanos para garantir a viabilidade e a segurança da atividade.

Como visto, a produção de gás natural a partir de reservatórios de baixa permeabilidade fornece benefícios mensuráveis. Adicionalmente, devido à sua complexidade, pode-se esperar que o gás não convencional tenha diferentes trajetórias de desenvolvimento em diferentes lugares do mundo. Dito de outra forma, o *boom* mundial do *shale*, se houver um, não será uniforme nem totalmente previsível. Como cada *site* de fraturamento é único, o conjunto particular de custos e benefícios irá diferenciar em cada local, moldado por uma multiplicidade de fatores, incluindo geologia e disponibilidade de injeção, tipo e localização tecnológica, governança corporativa, regulação relacionada a descargas de resíduos e transporte, preços do gás natural e dados demográficos sociais (SOVACOL, 2014).

Os impactos potenciais do desenvolvimento dos recursos petrolíferos não convencionais, assim como as estratégias para gestão desses impactos, devem ser considerados no contexto dos valores e preocupações das comunidades locais.

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

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



Glossário

Arenito: Rocha sedimentar proveniente da litificação de sedimento arenoso, cujo arcabouço é composto de grãos do tamanho de areia.

Bacia sedimentar: Depressão da crosta terrestre onde ocorre subsidência e consequente preenchimento sedimentar.

Campo Maduro: É aquele que se encontra naturalmente em queda de produtividade rumo à exaustão de sua reserva recuperável.

Carbonatos: São constituintes majoritários das rochas carbonáticas, formadas geralmente pela acumulação de carapaças de microrganismos calcários ou precipitação de carbonato de cálcio ou magnésio.

Fracking (Fraturamento Hidráulico): Técnica de estimulação na qual, por meio de um fluido (fluido de fraturamento), aplica-se uma pressão contra a rocha reservatório até causar sua ruptura por tração.

Machine Learning: Método de análise de dados que automatiza a construção de modelos analíticos. É um ramo da inteligência artificial

baseado na ideia de que sistemas podem aprender com dados, identificar padrões e tomar decisões com o mínimo de intervenção humana.

Perfuração Horizontal: Fase da perfuração de um poço na qual se deseja mantê-lo paralelo, ou quase paralelo, às camadas litológicas que estão sendo perfuradas.

Play: Ocorrência de acumulação de óleo ou gás conhecida numa determinada região ou mesmo uma concepção geológica com possibilidades de se tornar um futuro prospecto exploratório de sucesso.

Poço estratigráfico: Feito para mapear dados geológicos das camadas de rocha e obter outras informações relevantes.

Recurso não convencional: Acumulação de petróleo e gás natural que, diferentemente dos hidrocarbonetos convencionais, não é afetada significativamente por influências hidrodinâmicas nem é condicionada à existência de uma estrutura geológica ou condição estratigráfica, requerendo, normalmente, tecnologias especiais de extração.

Reservas Possíveis: Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

Reservas Provadas: Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, estima-se recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados. Essas reservas têm elevado grau de certeza e são consideradas economicamente viáveis.

Reservas Prováveis: Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada à estimativa de reservas provadas.

Rocha Geradora: Rocha sedimentar com alto teor de matéria orgânica que, em condições ideais de soterramento (temperatura e pressão), pode gerar hidrocarbonetos.

Shale Gas (Gás de Folhelho): Rocha sedimentar fina, laminada, compactada e que contém gás natural, mas para produzi-lo comercialmente é necessária a aplicação de tecnologias de fraturamento. São ricos em argila.

Shale Oil (Óleo de folhelho): É a mesma definição de shale gas mas contém óleo ao invés de gás.

Sweet Spot: Maior potencial de produção de hidrocarbonetos (em relação a qualidade do reservatório, fraturabilidade ou fragilidade da rocha e domínio dos campos de tensões naturais da bacia sedimentar).

Tight Gas (Gás em formação fechada): São arenitos fechados encontrados nos centros das bacias sedimentares com baixíssimas permoporosidades (capacidade de acumulação de hidrocarbonetos) e portadores de gás.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução ANP nº 21, de 10.4.2014. Disponível em <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/abril&item=ranp-21--2014>. Acesso em: 28/06/2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Apresentação em tema: "Gás não convencional e perspectivas no Brasil". Workshop Gás para Crescer. Junho de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Exploração de Recursos de Baixa Permeabilidade no Brasil. Junho de 2018. Apresentação no Seminário de Shale Gas. Rio de Janeiro. 2018

AGERSTED, M.D.; MOLLER, E.F.; GUSTAVSON, K. Bioaccumulation of oil compounds in the high-Arctic copepod *Calanus hyperboreus*. *Aquatic Toxicology*, v. 195, p. 8-14, 2018.

AHMADI M.; JOHN, K. Statistical evaluation of the impact of shale gas activities on ozone pollution in North Texas. *Science of the Total Environment*, v. 536, p. 457-467, 2015.

AKOB D.M.; COZZARELLI I.M.; DUNLAP, D.S.; ROWAN, E.L.; LORAH, M.M. Organic and inorganic composition and microbiology of produced waters from Pennsylvania shale gas wells. *Applied Geomechanics*, v. 60, p.116-125, 2015.

ALMEIDA, E. F; COLOMER, M. Indústria do Gás Natural. Fundamentos Técnicos e Econômicos. Synergia: FAPERJ IE/UFRJ e UFF. Rio de Janeiro. 2013.

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

ANDRADE, J. B.; ROCHA, G. O.; GUARIEIRO, A. L. N.; GUARIEIRO, L. L. N.; RAMOS, L. P. Química sem Fronteiras: O desafio da energia. *Química Nova*, v. 36, n. 10, p. 1540-1551, 2013.

ANSARI, D. OPEC, Saudi Arabia, and the shale revolution: Insights from equilibrium modelling and oil politics. *Energy Policy*. Berlim, Germany. 2017.

ASHMOORE, O.; EVENSEN, D.; CLARKE, C.; KRAKOWER, J.; SIMON, J. Regional newspaper coverage of shale gas development across Ohio, New York, and Pennsylvania: Similarities, differences, and lessons. *Energy Research & Social Science*, v. 11, p. 119-132, 2016.

BAHIA, R. B. C. Evolução Tectono-sedimentar Da Bacia Dos Parecis – Amazônia. Tese de Pós Graduação. Departamento de Geologia da Escola de Minas. Universidade Federal de Ouro Preto, 2007.

BALBINOT, M.; KALKREUTH, W. Organic geochemistry and petrology of the Gomo Member, Recôncavo Basin, Brazil. *International Journal of Coal Geology - INT J COAL GEOL*. 84. 286-292. 10.1016/j.coalbarp.2010.09.008. Dezembro, 2010.

BARP, L.; BIEDERMANN, M.; GROB, K.; ESTRADA, F.; NYGAARD, U.C.; ALEXANDER, J.; CRAVERDI, J.P. Accumulation of mineral oil saturated hydrocarbons (MOSH) in female Fischer 344 rats: Comparison with human data and consequences for risk assessment. *Science of the Total Environment*, v. 757, p. 1263-1278, 2017.

BAUMEISTER, C.; KILIAN, L. Understanding the decline in the price of oil. *J. Assoc. Environ. Resour. Econ.*, 3 (2016), pp. 131-158. 2016.

BICO, A. J. V., Shale gas - tecnologia, mercado, impactos. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Universidade de Coimbra, Coimbra.

BOUSSO, R.; ZHDANNIKOV, D. IEA vê salto em produção e EUA quase autossuficientes em petróleo até 2023. 2018.

BRITANNICAACADEMIC. Disponível em: <https://academic.eb.com>. Acesso em: 19/06/2018.

BURNAHM, A.; HAN, J.; CLARK, C.E.; WANG, M.; DUNN, J.B.; PALOU-RIVERA, I. -Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental Science & Technology*, v.46, p. 619-627, 2012.

CAMARGO, T. R.M.; MERSCHMANN, P.R.C.; ARROYO, E.V.; SZKLO, A. Major challenges for developing unconventional gas in Brazil – Will water resources impede the development of the Country's industry?. *Resources Policy*, v. 41, p. 60-71, 2014.

CANTONI, R. Second Galicia? Poland's shale gas rush through historical lenses. *CERI*. Paris, França. 2018.

CAULTON, D.R.; SHEPSONA, P.B.; SANTOROC, R.L.; SPARKSD, J.P.; HOWARTH, R.W.; INGRAFFEAC, A.R.; CAMBALIZA, M.O.L.; SWEENEYF, C.; KARIONF, A.; DAVIS, K.J.; STIRM, B.H.; MONTZKA, S.A.; MILLERF, B.R. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development. *PNAS*, v. 111, n. 17, p. 6237-6242, 2014.

CHAPIRO, G.; BRUINING, J. Combustion enhance recovery of shale gas. *Journal of petroleum science and engineering*, v. 127, p. 179-189, 2015.

CHEN, H.; CARTER, K. E.; Modeling potential occupational inhalation exposures and associated risks of toxic organics from chemical storage tanks used in hydraulic fracturing using AERMOD. *Environmental Pollution*, v. 224, p. 300-309, 2017.

CHEN, S.; SUN, Y.; TSANG, D.C.W.; GRAHAM, N.J.D.; OK, Y. S.; FENG, Y.; LI, X. Potential impact of flowback water from hydraulic fracturing on agricultural soil quality: metal/metalloid bioaccessibility, microtox bioassay, and enzyme activities. *Science of the Total Environment*, v. 579, p. 1419-1426, 2017.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Aumento da produção de gás natural pode criar até 2 mil empregos por ano na Bahia, diz estudo da CNI. Outubro, 2015b. Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/agenciacni/noticias/2015/10/aumento-da-producao-de-gas-natural-pode-criar-ate-2-mil-empregos-por-ano-na-bahia-diz-estudo-da-cni/>. Acesso em: 02/08/2018.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Competitividade Brasil 2017-2018: Comparação com países selecionados. 2018. Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/f2/43/f243cd8f-5636-4d1f-8f82-c58d4b29e1f9/competitividadebrasil_2017-2018v1.pdf. Acesso em: 24/01/2019.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Estado da Bahia: Benefícios Econômicos e Sociais. 2017.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). GÁS NATURAL EM TERRA: UMA AGENDA PARA O DESENVOLVIMENTO E MODERNIZAÇÃO DO SETOR. Brasília 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Novas empresas devem ser estimuladas a entrar no setor de exploração de gás em terra, afirmam especialistas. Outubro, 2015a.

Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/agenciaini/noticias/2015/10/novas-empresas-devem-ser-estimuladas-a-entrar-no-setor-de-exploracao-de-gas-em-terra-afirmam-especialistas/>. Acesso em: 02/08/2018.

CONSIDINE, T; WATSON, R; CONSIDINE, N; AND MARTIN, J. Environmental impacts during Marcellus shale gas drilling: Causes, impacts, and remedies. Report 2012-1. 2012.

COOPER, J.; STAMFORD, L.; AZAPAGIC, A. Shale gas: A review of the Economic, Environmental and Social Sustainability. *Energy Technology*, v. 4, p. 772-792. 2016.

COSAN. Governo Paulista vai propor R\$ 6 bi para ampliar a rede. 2014. Disponível em: http://cosan.com.br/sites/default/files/artigos/0gov_paulista_1.pdf. Acesso em: 25/11/2018.

COSTA, D.; NETO, B.; DANKO, A. S.; FIÚZA, A. Life cycle assessment of a shale gas exploration and exploitation project in the province of Burgos, Spain. *Science of the Total Environment*, v. 645, p. 130-145, 2018.

COUTINHO, L. F. C. Análise do Balanço Material do Petróleo em uma Região em Fase de Exploração Matura – Bacia do Recôncavo, Brasil [Rio de Janeiro] 2008 XXVI, 431 p. 29 (COPPE/UFRJ, D. Sc., Engenharia Civil, 2008) Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. 2008.

CRUZ, C. E. S., Recursos não convencionais de petróleo (óleo e gás) e seu potencial nas bacias sedimentares brasileiras. Instituto de Geociências. Universidade de Brasília. 2018.

DALE, S. New economics of oil. *Oil Gas., Nat. Resour., Energy*. 2016.

DAVIES, R. FOULGER, G., BINDLEY, A.; STYLES, P. Induced Seismicity and Hydraulic Fracturing for the Recovery of Hydrocarbons. *Marine and petroleum geology*, v. 45, p. 171-185. 2013.

DELGADO, F. J.; FEBRERO, J. FGV Energia. Caderno de Opinião. O programa reate e a desmistificação do fraturamento hidráulico no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil. 2018

DELGADO, F. J. Indicadores de vulnerabilidade socioeconômica para países exportadores de petróleo: metodologia e análise comparativa. Tese de doutorado. Pós-graduação em Planejamento Energético/COPPE. UFRJ. 2009.

DELGADO, F. J., Gás natural: o polígono do pré-sal x Vaca Muerta e a liderança da integração energética Sul-Americana¹. Cenários Gás. 09/08/2017. Disponível em: <http://www.cenariosenergia.com/gas/colunistas/fernanda-delgado/gas-natural-o-poligono-do-pre-sal-x-vaca-muerta-e-a-lideranca-da-integracao-energetica-sul-americana%C2%B9/>. Acesso em: 02/10/2018.

DU, J.; MEHLER, W.T.; LYDY, M. J.; YOU, J. Toxicity of sediment-associated unresolved complex mixture and its impact on bioavailability of polycyclic aromatic hydrocarbons. *Journal of Hazardous Materials*, v. 203-204, p. 169-175, 2012.

EAPI, G.R; SABNIS, M.S. E SATTLER, M.L. Mobile measurement of methane and hydrogen sulfide at natural gas production site fence lines in the Texas Barnett Shale. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 64:8, 927-944., 2014.

ECODEBATE. Aumenta número de cidades brasileiras livres da técnica do fraturamento hidráulico (FRACKING). 2016. Disponível em: <https://www.ecodebate.com.br/2016/08/23/aumenta-numero-de-cidades-brasileiras-livres-da-tecnica-do-fraturamento-hidraulico-fracking/>. Acesso em: 29/08/18.

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-de-despedida-dos-combustiveis-fosseis-artigo-de-jose-eustaquio-diniz-alves/>. Acesso em 04/07/2018.

EDWARDS, P.M.; BROWN, S.S.; ROBERTS J.M.; AHMADOV, R.; BANTA, R.M.; DEGOUW, J.A. DUBÈ, W.P.; FIELD, R.A.; FLYNN, J.H.; GILMAN, J.B.; GRAUS, M.; HELMIG, D.; KOSS, A. et al. High winter ozone pollution from carbonyl photolysis in an oil and gas basin. *Nature*, v. 514, p. 351- 368. 2014.

EHRENBERG, R. The facts behind the frack: Scientists weigh in on the hydraulic fracturing debate. *Science News*, Sep. 8, 20–25. 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional. Brazilian Energy Balance. Ano Base 2017. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Junho, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Recursos em Reservatórios de baixa permeabilidade no Brasil. Apresentação em Evento da FGV Energia. Rio de Janeiro, Brasil. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Drilling Productivity Report. For key tight oil and shale gas regions. Outubro de 2018. Disponível em: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>. Acesso em: 15/07/2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Haynesville shale gas production increases to highest levels since end of 2013. 2017. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33512>. Acesso em: 27/06/2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Natural Gas Pipelines. Disponível: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_pipelines. 2018(a). Acesso: 13/06/2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Natural Gas. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_shalegas_a_EPG0_R5301_Bcf_a.htm. 2018(b). Acesso em: 27/06/2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Projected natural gas prices depend on shale gas resource economics, 2012. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7710>. Acesso em: 25/09/ 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Junho 2013. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>. Acesso em: 14/12/2018

ENERGYWAY. Onshore no Brasil. 2017. Disponível em: <http://www.energyway.com.br/2017/03/13/on-shore-no-brasil-evento-firjan/>. Acesso em: 06/10/2018.

ENEVA. Projeto Poço Transparente. Discussões Sobre A Exploração De Recursos De Baixa Permeabilidade No Brasil. Apresentação em Evento da FGV Energia. Rio de Janeiro, Brasil. 2018.

EPA. Inventory of greenhouse gas emissions and sinks 1990-2011. Washington, DC: United States Environmental Protection Agency; 2013.

FERRER, I.; THURMAN, E.M. Analysis of hydraulic fracturing additives by LC/Q-TOF-MS. *Analytical and Bioanalytical Chemistry*, v. 407, n. 21, p. 6417-6428, 2015.

FIRJAN. Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil 2018. Muito Além do Pré-Sal: Brasil precisa criar indústria do Petróleo. Elaborado pela ANP. 2018.

FIRJAN. Onshore 2017. Planejamento do Sistema FIRJAN. Rio de Janeiro. 2017.

FISHER, M. P.; MAYER, A.; VOLLET K.; HILL, E.L.; HAYNES, E.N. Psychosocial implications of unconventional natural gas development: Quality of life in Ohio's Guernsey and Noble Counties. *Journal of Environmental Psychology*, v. 55, p. 90-98, 2018.

- FLECKENSTEIN, W.W.; EUSTES, A.W.; STONE, C.H.; HOWELL, P.K. An assessment of risk of migration of hydrocarbons or fracturing fluids to fresh water aquifers: Wattenberg Field, CO. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- FORBES, K.F.; ZAMPELLI, E.M. The Quarterly Review of Economics and Finance 42 (2002) 319–334. Technology and the exploratory success rate in the U.S. onshore. 2002.
- GALE, J.F.; REED, R.M.; HOLDER, J. Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. AAPG Bulletin, v.91 (4), p. 603-622. 2007.
- GODZIMIRSKI, J. M. Can the Polish shale gas dog still bark? Politics and policy of unconventional hydrocarbons in Poland. Elsevier. Volume 20, Pages 158-167. Outubro de 2016.
- GOLDTHAU, A.; SOVACOO, B. K. Energy technology, politics, and interpretative frames: shale gas fracking in Eastern Europe. Global Environmental Politics, 16(4), 50-69. 2016.
- GOLF-RACHT, T.D. V. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Developments in Petroleum Science, 12. Elsevier, Amsterdam. 1982.
- GOMES, I; BRANDT, R., Unconvencional Gas In Argentina: Will it become a Game Changer? University of Oxford. October 2016.
- GORDALLA, B.C.; EWERS, U.; FRIMMEL, F.H. Hydraulic fracturing: a toxicological threat for groundwater and drinking-water?. Environmental Earth Science, v. 70, p. 3875-3893.
- GRACHEV, V. A.; PLYAMINA, O.V. Environmental particulars of different methods of power generation. Atomic Energy, v. 123, n. 3, p. 196-201, 2017.
- HU, G.; LIU, T.; HAGER, J. HEWAGE, K.; SADIQ, R. Hazard assessment of hydraulic fracturing chemicals using an indexing method. Science of the Total Environment, v. 619-620, p. 281-290, 2018.
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. prepared by the Office of the Chief Economist (OCE) of the International Energy Agency. 2014.
- IHS MARKIT. The Shale Gale turns 10: A powerful wind at America's back. Strategic Report. 2018.
- INFORME INFRA-ESTRUTURA. Área de Projetos de Infra-Estrutura. Abril, 2000.
- JACKSON, R.B.; LOWRY, E.R.; PICKLE, A.; KANG, M. DIGIULIO, D.; ZHAO, K. The depths of hydraulic fracturing and accompanying water use across United States. Environmental Science and Technology, v. 49, p. 8969-8976, 2015.
- JUNG H. B.; CARROLL, K. C.; KABILAN, S.; HELDEBRANT, D. J.; HOYT, D.; ZHONG, L.; VARGA, T.; STEPHENS S.; ADAMS, L.; BONNEVILLE, A.; KUPRATA, A.; FERNANDEZ, C. A. Stimuli-responsive/rheoreversible hydraulic fracturing fluids as a greener alternative to support geothermal and fossil energy production. Green Chemistry, v. 17, p. 2799-2812, 2015.
- KAHRILAS, G.A.; BLOTEVOGEL, J.; STEWART, P.S.; BORCH, T. Biocides in Hydraulic Fracturing Fluids: a critical review of their usage, mobility, degradation and toxicity. Environmental Science & Technology, v. 2014, p. 16-32, 2014.
- KANEVSKI, M.; MAIGNAN, M. Analysis and modelling of spatial environmental data. EPFL, Lausanne, Switzerland. 2004.
- KAPLAN, D. K. The Geopolitics of shale. 2012. Disponível em: <https://worldview.stratfor.com/article/geopolitics-shale>. Acesso em: 06/07/2018.
- KASSOTIS, C. D.; NAGEL, S.C.; STAPLETON, H.M. Unconventional oil and gas chemicals and wastewater-impacted water samples promote adipogenesis via PPAR-dependent and independent mechanisms in 3T3-L1 cells. Science of the Total Environment, v. 640-64, p. 1601-1610, 2018.

- KERANEN, K.M.; SAVAGE, H.M.; ABERS, G.A., AND COCHRAN, E.S., 2013, Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw5.7 earthquake sequence. *Geology*, 41, 699–702.
- KHAN, M. I. Falling oil prices: causes, consequences and policy implications. *J. Pet. Sci. Eng.* 149, 409-427. 2017.
- KING, G. E. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. SPE. 2012.
- KOHONEN, T. Self-organizing maps. In: Springer Series in Information Sciences, third extended edition, vol. 30. Springer, Berlin, Heidelberg, New York, p. 253. 2001.
- LAGE, S. E; PROCESSI, L. D.; SOUZA, L. D. W; DORES, P. B.; GALOPPI, P.P.S. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. *BNDES Setorial* 37, p. 33-88. 2013.
- LEE, J.Y.; WEINGARTEN, M.; GE, S. Induced seismicity: the potential hazard from shale gas development and CO₂ geologic storage. *Geosciences Journal*, v. 20, n. 1, p. 137-148, 2016.
- LENHARD, L.G.; ANDERSEN, S.M.; COIMBRA-ARAÚJO, C.H. Energy-Environmental implications of shale gas exploration in Paraná Hydrological Basin, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 90, p. 56-69, 2018.
- LION, M. B., ALMEIDA, E. L. F., LOSEKANN, L. Avaliação das Condições de Viabilidade Econômica dos Projetos de Exploração e Produção de Gás Natural Não Convencional no Brasil. 2016.
- LUEK, J. GONSIOR, M. Organic compounds in hydraulic fracturing fluids and wastewaters: a review. *Water Research*, v. 123, p. 536-548, 2017.
- MAGUIRE-BOYLE, S.J. E BARRON, A.R. Organic compounds in produced waters from shale gas wells. *Environmental Sciences: Process Impacts*, v. 16, p. 2237-2248. 2014.
- MALIN, S. A.; DEMASTER, K.T. A devil's bargain: Rural environmental injustices and hydraulic fracturing on Pennsylvania's farms. *Journal of Rural Studies*, v. 47, p. 278-290, 2016.
- MAUGERI, L. Oil: the next revolution. Belfer Center for Science and International Affairs Discussion Paper. 2012.
- MCGARR, A. Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 119, 2014.
- MCKINSEY ENERGY INSIGHTS (MEI). North America Gas Outlook to 2030. 2018.
- MINISTÉRIODEMINASEENERGIA(MME). Boletim mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2018>. Acesso em: 11/09/2018.
- MINISTÉRIODEMINASEENERGIA(MME). Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Grupo De Trabalho Do Programa De Revitalização Das Atividades De Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural Em Áreas Terrestres – Reate. 2017.
- MOUALLEM, C.; SOUSA, W.T.; CABRAL, I.E.; CURI, A. Perspectives for use of hydraulic fracturing in oil and gas production. *Mineração*, v. 67, n. 4, p. 373-378, 2014.
- NICHOLSON, B. R. United States. 2015. Disponível em: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/129592/united-states#section3>. Acesso em: 03/07/2018.

NICOT, J. P.; SCALON, B.R. Water use for shale-gas production in Texas, U.S. Environmental Sciences and Technology, v. 46, p.3580-3586. 2012.

NORTON ROSE FULBRIGHT. BRAZIL. Disponível em: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/129583/brazil> Acesso em: 27/07/2018.

OLIVEIRA, L. S. Estudos de fraturas e diagênese em folhelhos produtores de hidrocarbonetos do membro gomo da formação candeias, bacia do recôncavo: correlação tipos de fraturas x evolução diagenética. Tese Mestrado, 116 pg., UFBA. 2002.

PENG, L.; MEYERHOEFER, C.; CHOU, S.Y. The health implications of unconventional natural gas development in Pennsylvania. Health Economics, v. 27, p. 956-983, 2018.

PENTEADO, H.L.B.; BEHAR, F. Geochemical characterization and compositional evolution of the Gomo Member source rock in the Recôncavo Basin (Brazil), in M.R. Mello and B.J. Katz, eds., Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir 73 p. 179-194. 2000.

PETROBRAS. 2016. Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>. Acesso em: 17/09/2018.

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

RAHM, B. G. E RIHA, S. J. ENVIRON. Sci.: Processes Impacts, v. 16, p. 1400–1412, 2014.

RAMOS, A.; SOUZA, C. E. C.; TSUBONE, K. - Estudo Geológico dos Reservatórios

RECHDEN FILHO, R.C. Shale oil-gas: a new generation for New Zealand. University of Victoria, Wellington New Zealand. 465p. 2017.

REES, D.W.A. Basic Engineering Plasticity. School of Engineering and Design, Brunel University, UK. 2012.

RIBEIRO, W. C. Gás “de xisto” no Brasil: uma necessidade?. Estudos Avançados, v.28, p. 89-94, 2014.

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

RIEDL, J.; ROTTER, S.; FAETSCH, S.; SCHIMIDT-JANSEN, M.; Altenburger, R. Proposal for applying a component-based mixture approach for ecotoxicological assessment of fracturing fluids. Environmental Earth Science, v. 70, p 3907-3920.

ROCHA, G. O.; Anjos, J. O.; Andrade, J.B. Energy trends and the water-energy binomium for Brazil. Anais da Academia Brasileira de Ciências, v. 87, n. 2, p. 569-594, 2015.

ROCHA, P. S.; OSWALDO A.; SOUZA, A. B.; CÂMARA, R. J. B. O futuro da bacia do recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira. Bahia Análise & Dados. 2002.

ROSA, S. E. S.; GOMES, G. L. REVISTA DO BNDES, RIO DE JANEIRO, V. 11, N. 22, P. 21-49. 2004.

RUSSO, R.; GARCIA, A. SHEER. Topic: LCE 16 – 2014 Understanding, preventing and mitigating the potential environmental impacts and risks of shale gas exploration and exploitation. 2018.

SANTOS JR. O futuro dos campos terrestres brasileiros. Agosto de 2018. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-futuro-dos-campos-terrestres-brasileiros-por-anabal-santos-jr/>. Acesso em: 15/09/2018.

SANTOS, C. I.; SILVA, C.C.; MUSSATTO, S.I.; OSSEWEIJER, P.; VANDERWIELEN, L.A.; POSADA, J.A. INTEGRATED 1st and 2nd generation sugarcane bio-refinery for jet fuel production in Brazil: Techno-economic and greenhouse gas emissions assessment. Renewable Energy, v. 129, part B, p. 733-747, 2018a.

- SANTOS, R.E.; PINTO-COELHO, R.M.; FONSECA, R.; SIMÕES, N.R.; ZANCHI, F.B. The decline of fisheries on the Madeira River, Brazil: The high cost of the hydroelectric dams in the Amazon Basin. *Fisheries Management and Ecology*, v. 25, n.5, 2018b.
- SARZENSKI, D. J.; BEER, R.; CAMÕES, A. M.; FONTES, F. T.; PERRONI, R. B.; RAMOS, A.; SOUZA, C. E. C.; TSUBONE, K. - Estudo Geológico dos Reservatórios Fraturados da 4ª zona do Campo de Candeias e Áreas Adjacentes. Petrobras: Rio de Janeiro, 1984.
- SCHON, J. H. Propriedades físicas das rochas aplicadas a Engenharia de Petróleo. Editora Elsevier. 2014.
- SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTADO (SDE). Governo Do Estado Da Bahia. 12ª Rodada De Licitações De Blocos Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural E Suas Implicações. Nota Técnica N° 37/2018. 2018.
- SHARIQ, L. Uncertainties associated with the Reuse of Treated Hydraulic Fracturing Wastewater for Crop Irrigation. *Environmental Science & Technology*. 2013, 47, 2435–2436.
- SHERWOOD, O.A.; ROGERS, J.D.; LACKEY, G.; BURKE, T.L.; OSBORN, S.G. RYAN, J.N. Groundwater methane in relation to oil and gas development and shallow coal seams in the Denver-Julesburg Basin of Colorado. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2016.
- SOUZA, D. Campos Terrestres Serão Licitados Apenas Em Oferta Permanente. *Petronotícias*. 2018. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/archives/113082>. Acesso em: 31/08/2018.
- SPE. Petroleum Resources Management System. 2007.
- STEVENS, P. The 'Shale gas Revolution': Hype and Reality. *Chatham House Report*. 2010.
- TAIFAN, W.; BALTRUSAITIS, J. CH₄ conversion to value added products: Potential, limitations and extensions of a single step heterogeneous catalysis. *Applied Catalysis B: Environmental*, v. 198, 0. 525-547, 2016.
- THURMAN, E.M.; FERRER, I.; BLOTEVOGEL, J.; BORCH, T. Analysis of hydraulic fracturing flowback and produced waters using accurate mass: Identification of ethoxylated surfactants. *Anal Chem*, v. 86, p.9653-9661. 2014.
- U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). 2015. Review of State and Industry Spill Data: Characterization of Hydraulic Fracturing-Related Spills. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/601/R-14/001
- U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/600/R-16/236Fa.
- U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). 2017. Potential relationships between hydraulic fracturing on drinking water resources. EPA, USA.
- VAN GOLF-RACHT, T. D. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. 1st edition. Pg 732. 1982.
- VEIL, J.A. Water management technologies used by Marcellus shale gas producers. Office of Fossil Energy – United States Department of Energy National Energy Technological Laboratory. FWP 49462, 2010.
- VERDON, J.P.; KENDALL, J.M.; HORLESTON, A.C.; STORK, A.L. Subsurface fluid injection and induced seismicity in southeast Saskatchewan. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 54, p. 429-440, 2016.

VESANTO, J. & ALHONIEMI, E. Clustering of the self organized map, IEEE Transactions on Neural Networks 11(3), 586-600. 2000.

WESTAWAY, R.; YOUNGER, P.L. Quantification of potential macroseismic effects of the induced seismicity that might result from hydraulic fracturing for shale gas exploration in the UK. Quaterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology, v. 47, p. 333-350, 2014.

WILSON, M.P.; DAVIES, R.J.; FOULGER, G.R.; JULIAN, B.R.; STYLES, P.; GLUYAS, J.G.; ALMOND, S. Marine and Petroleum Geology, v. 68, p. 1-17, 2015.

WILSON, M.P.; WORRALL, F.; DAVIES, R.J.; ALMOND, S. Fracking: How far from faults? GEOMECH. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. V. 4, p. 193-199, 2018.

WRIGHT, E.; KANUDIA, A. Variation in outcomes and leakage potential across Clean Power Plan compliance designs. Energy Economics, v. 60, p. 438-450, 2016.

ZACAN, F. O Mundo energético, nova geopolítica. Disponível em: http://www.jornaldocomercio.com/_conteudo/2018/01/opiniaio/605195-o-mundo-energetico-nova-geopolitica.html. Acesso em: 05/07/2018.

ZHAO, H.; MA, F.; LIU, G.; FENG, X.; GUO, J. Analytical investigation of hydraulic fracture-induced seismicity and fault activation. Environmental Earth Sciences, v. 77, p. 526., 2018.

ZHOU, D.; ZHANG, G.; ZHAO, P.; WANG, Y.; XU, S. Effects of post-instability induced by supercritical CO₂ phase change on fracture dynamic propagation. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 162, p. 358-366, 2018.

Conheça as
publicações
FGV Energia



PUBLICAÇÕES DISPONÍVEIS NO SITE:






www.fgv.br/energia

Enel Green Power, por um mundo mais verde.

Presente em 
16 países

Gerando 
38,1 TWh
de energia anualmente

Mais de 
740 plantas

-  energia eólica
-  energia solar
-  energia hidroelétrica
-  energia geotérmica
-  energia de biomassa

Evitando a emissão de 
22 milhões
de toneladas de CO₂

enel

Green Power



Usina Hidrelétrica de Furnas
Resende - RJ

Transparência & sustentabilidade

**Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,
68 subestações e 43 parques eólicos.**

- 40% da Energia do Brasil passa por Furnas.
- Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.
- 24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.
- 100% na geração de energia limpa para o Brasil.



Ministério de
Minas e Energia



NA NATUREZA, NADA SE PERDE. TUDO SE TRANSFORMA.

ITAIPU GERA MAIS DO QUE A ENERGIA LIMPA QUE VEM DAS ÁGUAS DO RIO PARANÁ. Desenvolve também várias iniciativas na área de energias renováveis, como a utilização do biometano obtido a partir dos dejetos de animais e de resíduos orgânicos das propriedades rurais da região. Com isso, combate as emissões de gases do efeito estufa, protege a natureza ao evitar que dejetos cheguem aos rios e proporciona uma alternativa de renda aos produtores locais, além de desenvolver a tecnologia dos veículos movidos com esse biocombustível. Hoje, Itaipu já conta com 36 deles e, em breve, ampliará ainda mais a sua frota a biometano. Resultado da economia já comprovada e fator de geração de renda e desenvolvimento sustentável, para todo o seu território de atuação.



Para saber mais, acesse www.cibiogas.org



O NOVO NÃO ESTÁ A CAMINHO. ELE É APLICADO AGORA.

Veja como usamos hoje a inovação
e o profundo conhecimento de indústria
nos reais desafios empresariais.
Acesse accenture.com.br

NEW APPLIED NOW

Mantenedores da FGV Energia

Premium (Elite)



Master





<https://portal.fgv.br/>