

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**

CADERNOS  
**FGV ENERGIA**

FEVEREIRO 2021 | ANO 8 | Nº 12 | ISSN 2358-5277

# O DESENVOLVIMENTO DA EXPLORAÇÃO DE RECURSOS NÃO-CONVENCIONAIS NO BRASIL: NOVAS ÓTICAS DE DESENVOLVIMENTO REGIONAL





#### **DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

#### **EQUIPE TÉCNICA**

##### *Organização*

Fernanda Delgado – FGV Energia  
Edimilson dos Santos - USP

##### *Autores*

#### **FGV ENERGIA**

Breno Andrade – UFRJ Poli  
Daniela Schneieder – UDESC CESFI  
Eduardo Pereira – IEE/ USP  
Fernanda Delgado - FGV Energia  
Isabella de Andrade – UFRJ IRID  
Juliana Simoes – UFRJ Poli  
Victor Lemos – FGV EPGE

#### **EPE**

Coordenação: Heloisa Esteves  
Marcos Frederico Farias de Souza  
Nathália Oliveira de Castro  
Pamela Cardoso Vilel  
Roberta de Albuquerque Cardoso

#### **REDE GASBRAS**

Edimilson dos Santos  
Claudio Riccomini  
Thaís Tevisani Moura  
Colombo Celso Gaeta Tassinari  
Lucy Gomes Sant'Anna  
Fábio Taioli  
Stephanie San Martin  
Humberto L.S. Reis  
Eduardo Pereira  
Hirdan Catarina  
Renato Ciminelli  
Marcos A. O. Gomes  
Paulo Vitor Siffert  
Katharina Lacerda  
Anderson José Maraschin  
Rosalia Barili da Cunha  
Oderson Antônio de Souza Filho

Maria Antonieta Alcântara Mourão  
W. Kalkreuth  
T. Freitas  
H. Anzolin  
Milton J. Porsani  
Michael Holz  
Adson Gomes  
Madson Moreira Nascimento  
Wilson Araújo Lopes  
Miguel Andrade Filho  
Jeancarlo Pereira dos Anjos  
Gisele Olímpio da Rocha  
Pedro Afonso de P. Pereira  
Jailson Bittencourt de Andrade  
René Rodrigues  
Egberto Pereira  
Sérgio Bergam  
Rubens Martins Moreira  
Carlos Alberto de Carvalho Filho  
Gustavo Filemon  
Joyce C. Menezes Duarte  
Donato Seiji Abe  
Ana Cecília Dufilho  
Carlos Somaruga

#### **MME**

Diogo Santos Baleeiro  
Rafael Bastos Silva  
Hugo Manoel  
Carlos Agenor

#### **ABPIP**

Rômulo Florentino  
Anabal Santos Júnior

#### **EQUIPE DE PRODUÇÃO**

*Coordenação Operacional*  
Simone Corrêa Lecques de Magalhães

##### *Execução*

Thatiane Araciro

##### *Diagramação*

Bruno Masello e Carlos Quintanilha



#### ESCRITÓRIO

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro I RJ, CEP: 22231-000  
Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

#### PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

#### PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

#### VICE-PRESIDENTES

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

#### ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Fernanda Delgado

#### SUPERINTENDÊNCIA COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

#### SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Felipe Gonçalves

#### EQUIPE DE PESQUISA

##### Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

#### COORDENAÇÃO DE PESQUISA DO SETOR ELÉTRICO

Luiz Roberto Bezerra

#### COORDENAÇÃO DE PESQUISA DE O&G

Magda Chambriard

#### PESQUISADORES

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Angélica dos Santos

Ana Costa Marques Machado

Flávia Porto

Gláucia Fernandes

João Teles

Kárys Prado

Marina de Abreu Azevedo

Melissa Prado

Paulo César Fernandes da Cunha

Rodrigo Lima

#### ASSISTENTE DE ENSINO (MBA) E PESQUISA

Melissa Prado

#### PRODUÇÃO

##### Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

##### Execução

Thatiane Araciro

##### Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

# Sumário

APRESENTAÇÃO 06

---

AGRADECIMENTOS 07

---

CAPÍTULO 1  
INTRODUÇÃO 08

---

CAPÍTULO 2  
CARACTERIZAÇÃO DE RECURSOS  
NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL 16

---

CAPÍTULO 3  
POTENCIAL DE EXPLORAÇÃO  
DE NÃO-CONVENCIONAIS 44

---

|  |     |
|--|-----|
| CAPÍTULO 4   |     |
| DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E<br>MITIGAÇÃO DE IMPACTOS SÓCIOAMBIENTAIS                 | 126 |
| —————  |     |
| CAPÍTULO 5   |     |
| PERSPECTIVAS SOCIOECONÔMICAS<br>PARA O BRASIL  | 184 |
| —————  |     |
| CAPÍTULO 6   |     |
| RECOMENDAÇÕES PARA O<br>DESENVOLVIMENTO DE UMA INDÚSTRIA<br>NÃO-CONVENCIONAL NO BRASIL | 208 |
| —————  |     |
| CAPÍTULO 7   |     |
| O POÇO TRANSPARENTE –<br>POGRAMAREATE 2020   | 230 |
| —————  |     |
| CAPÍTULO 8   |     |
| CONSIDERAÇÕES FINAIS   | 234 |
| —————  |     |

# 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, 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*.

Desse modo, o caderno *O Desenvolvimento da Exploração de Recursos Não-Convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional* apresenta o resultado de pesquisas realizadas pela FGV Energia, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o Ministério de Minas e Energia – MME e a REDE GASBRAS<sup>1</sup> sob a égide do programa REATE. Como todo trabalho composto de vários trabalhos, esta coletânea contém imperfeições, sobreposições de assuntos e ideias, e até algumas contradições. Convém ao leitor ler cada capítulo como se fosse um universo separado, guardando a individualidade do autor em epígrafe.

De uma forma geral, este trabalho busca:

- i. Criar um arcabouço estruturado sobre o *shale gas* no Brasil no que concerne exploração, infraestrutura, projetos piloto e regulação;
- ii. Levantar e investigar, as possibilidades de exploração do recurso das principais bacias sedimentares brasileiras;
- iii. Sensibilizar os tomadores de decisão sobre a importância do conhecimento geológico do país.

Todos os partícipes deste Caderno entendem 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, principalmente dos segmentos voltados às atividades em terra, *onshore* (que tende a receber menos atenção quando comparada com a pujante indústria *offshore* brasileira), mas também para o aprimoramento da Administração Pública e de suas ferramentas de estímulo à economia.

Esse é o nosso ofício e essa é a nossa missão acadêmica.

Boa leitura.



1. A Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil, REDE GASBRAS, é iniciativa apoiada pela Financiadora de Estudos e Projetos, FINEP. A Rede é coordenada pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, IEE/USP, e constituída adicionalmente por: Universidade Federal da Bahia (UFBA), Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Universidade Estadual Norte Fluminense (UENF), Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Universidade Federal do Pará (UFPA), Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN/CNEN), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS).

# 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 auxiliará os leitores a melhor entender quais são os desafios e oportunidades ligados ao desenvolvimento do setor de óleo e gás no Brasil. No tocante aos recursos de hidrocarbonetos ditos não convencionais, as contribuições neste caderno permitem delimitar o estado da arte dos conhecimentos acumulados por importantes agentes de P&DI (pesquisa, desenvolvimento e inovação), as mais balizadas expectativas dos potenciais exploráveis, o atual domínio das principais tecnologias por agentes domésticos, e os entendimentos das dificuldades e incertezas que pairam nos campos socioambiental, legal e regulatório.

Agradece-se aqui a todos aqueles que disponibilizaram seu tempo para a realização de conversas e elaboração de contribuições materiais sobre os temas tratados. Além dos autores da EPE, da FGV Energia e da REDE GASBRAS, tecem-se especiais agradecimentos aos técnicos do Ministério de Minas e Energia (MME), da Companhia Brasileira de Pesquisas Minerais (CBPM), pelas dedicações aprofundadas e suas contribuições, mesmo em um ano tão intenso em Agendas de Políticas Públicas e Regulatórias, e tão unicamente marcado pelas dificuldades impostas a todos pela pandemia do Coronavírus.

Agradecemos também à Universidade Federal da Bahia (UFBA), Universidade de São Paulo (USP), Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), PUC Minas Gerais (PUCMG), PUC Rio Grande do Sul (PUCRS), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), CPRM, Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN), Associação Instituto Internacional de Ecologia Gerenciamento Ambiental (AIIEGA), Universidad Nacional del Comahue (UNCO), e Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

Em nosso ambiente de trabalho, o debate, a crítica construtiva e a colaboração são constantes, contribuíram para a realização de pesquisas e publicações que têm como objetivo maior auxiliarem no fortalecimento do setor energético e no desenvolvimento do país. Este Caderno é mais um fruto desta dedicação e deste espírito colaborativo.

 FGV ENERGIA

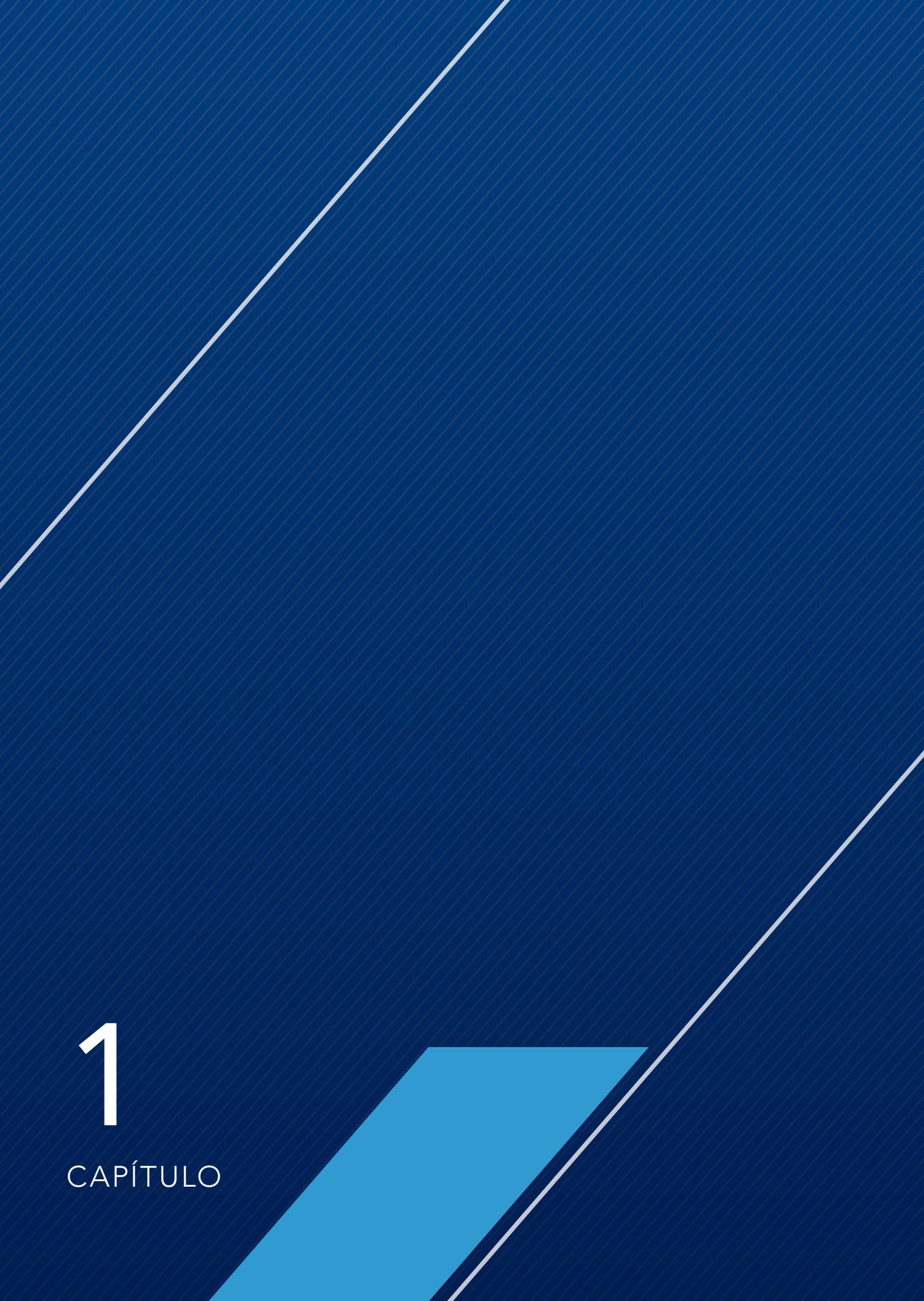


MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

 FGV ENERGIA



1

CAPÍTULO

# Introdução

---

Em 2018, a FGV Energia publicou o Caderno *Desmistificando o Fraturamento Hidráulico no Brasil*. Tratou-se de um esforço conjunto entre a FGV e a UDESC - Universidade Estadual de Santa Catarina - para endossar que, no ambiente *onshore* brasileiro, o aproveitamento de recursos não convencionais pode contribuir sobremaneira para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias terrestres.

---

Em 2018, a FGV Energia publicou o Caderno *Desmistificando o Fraturamento Hidráulico no Brasil*. Tratou-se de um esforço conjunto entre a FGV e a UDESC – Universidade Estadual de Santa Catarina – para endossar que, no ambiente *onshore* brasileiro, o aproveitamento de recursos não convencionais pode contribuir sobremaneira para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias terrestres. Dita publicação objetivou contribuir com a fundamentação teórica e análises críticas para servir de

base para a eventual incorporação de reservatórios não convencionais de hidrocarbonetos na matriz energética brasileira. Tratava-se, efetivamente, de trazer à luz visões alternativas àquelas com viés “desequilibradamente” negativas, que haviam ecoado em diversas partes do território nacional, principalmente a partir do início da década de 2010, e que contribuíram para a indução de desconfiças, incertezas e resistências no plano das percepções públicas e, muitas vezes, desastrosas nos planos legais e de polí-

ticas públicas, com estabelecimentos de moratórias unilaterais e tantas outras dificuldades jurídicas e regulatórias.

Passados três anos dessa publicação, o assunto segue vivo e agregaram-se às discussões iniciadas pela FGV Energia, os planejadores governamentais da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), os formuladores de políticas públicas do Ministério de Minas e Energia (MME) e mais tantos outros colegas acadêmicos, muitos com históricas e renomadas presenças nos esforços de P&DI voltados à indústria de óleo e gás *onshore*, espalhados pelas principais universidades públicas brasileiras, e que, desde 2014, sob o patrocínio da Financiadora de Projetos (FINEP), compuseram a Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil, REDE GASBRAS, buscando, igualmente, o desenvolvimento de conhecimentos interdisciplinares sobre as temáticas iluminadas por este novo Caderno.

Para cada um dos agentes aqui citados, cada qual com sua reconhecida competência, este esforço de pesquisa conjunto representa uma honrosa experiência de mútuo aprendizado e oportunidade única para compor discursos balizados pela ciência e pelos melhores entendimentos do estado da arte das tecnologias e das melhores práticas adotadas para a exploração de recursos de hidrocarbonetos não convencionais. Desafiam-se também tabus, *fake news*, interpretações equivocadas de dados geológicos e outras informações, bem como decisões tomadas em diferentes esferas de governo (executivo, legislativo e judiciário), que se alimentam, frequente-

mente, do desconhecimento de incertezas (nem sempre bem fundadas) e de vários posicionamentos que pecam por eventuais excessivas (e não justificadas) precauções, bem como visões simplistas de realidades complexas. Leituras corretas desses ambientes complexos requerem conhecimentos interdisciplinares e atenções sobre necessários *trade-offs* que as sociedades se obrigam a fazer ao longo de suas histórias, buscando caminhos nem sempre de entendimento trivial de desenvolvimento sustentável.

Os pesquisadores que aqui se juntam para organizar e publicar este segundo Caderno voltado à desmistificação da exploração de recursos não convencionais no Brasil acreditam que o País ainda apresenta bacias sedimentares terrestres pouco exploradas, que podem revelar valiosas disponibilidades de recursos naturais, provavelmente com vocação para produção de gás natural, e cujos alcances podem ser surpreendentemente favoráveis e impactantes, principalmente em perspectivas de desenvolvimento regional. Além do mais, os autores convidados para contribuir com reflexões específicas detêm importantes e inquestionáveis legados de boa conduta em suas pesquisas e ações políticas, de planejamento e regulatórias. Compreendem as incertezas e desconfiças que pairam na sociedade a respeito aos temas aqui desenvolvidos, mas aceitam o desafio da defesa equilibrada e sensata de que o Brasil necessita continuar a avançar nas pesquisas e na conquista de conhecimentos sobre os recursos não convencionais existentes em nosso subsolo e sobre as condições factíveis para a sua extração e monetização.

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 perda de vitalidade, de pouca atratividade para potenciais investidores domésticos e internacionais e mesmo de contribuir efetivamente para a redução de escassez de gás natural em regiões interiores do país. Os investimentos em exploração de gás no Brasil são modestos, se comparados aos países vizinhos e estão em uma trajetória de redução. Este Brasil com dimensões continentais e com coberturas gigantescas de bacias sedimentares *onshore*, as quais, em princípio, impõem desafios tecnológicos muito menos sensíveis do que aqueles impostos por atividades *offshore* em águas profundas (e em ambiente de pré-sal), surge no cenário internacional como uma certa anomalia, já que o Brasil *onshore* é um dos países que menos produz gás natural entre os grandes produtores do planeta (CNI, 2015).

O Programa REATE - Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres -, tem como objetivos estratégicos revitalizar e estimular, assim como aumentar a competitividade da indústria petrolífera neste ambiente. Essas bacias *onshore* são ainda pouco exploradas. As empresas brasileiras que se arvoram nesse segmento são muitas vezes pequenas, inadequadamente capitalizadas, e nem sempre detentoras das melhores tecnologias. Contudo, invariavelmente, esse meio empresarial comunga visões igualmente dominantes na academia, na EPE, na

ANP e no MME de que o Brasil *onshore* ainda possui considerável potencial de recursos naturais a ser explorado. Além disso, muito se explica essa falta de investimentos no *onshore* pela falta de opção da parte dos agentes investidores de coletar informações e conhecimentos de forma acessível, de baixo custo e com oportunidades de interação junto aos agentes públicos e ao meio acadêmico.

O REATE abriu a porta para a saída da Petrobras do segmento *onshore*. Nesse sentido, o Brasil aproveita um momento histórico único de plena convergência de interesses entre os principais agentes que operam ou podem influenciar no desenvolvimento do segmento. O maior desafio, enquanto nação, é abraçar esse momento com plenitude e buscar desenvolver novos modelos de negócio, novas soluções tecnológicas e ousadas interações com o conjunto mais diversificado possível de *stakeholders*. Não se pode escapar das oportunidades para se entrar em discussões frutíferas e honestas, que tenham como verdadeiro objetivo a desmistificação da exploração *onshore* como um todo e daquela particularmente voltada aos recursos não convencionais, que exigem tecnologias menos praticadas e mais mistificadas pela sociedade brasileira, mormente o faturamento hidráulico.

Ainda há muito a ser discutido e muitos autores e pareceres a serem estudados e analisados sobre, em que medida, muitos dos recursos ditos não convencionais e explotáveis no Brasil requerem efetivamente o emprego do fraturamento hidráulico. Ademais, há de se aprofundar temas

sobre “se”, “como” e “onde” se dará a entrada do fraturamento hidráulico no Brasil. A miríade de assuntos que compõe obrigatoriamente agenda de P&DI dos *stakeholders* envolvidos é extensa. Muitos dos temas são tratados por especialistas nas seções que constituem este Caderno. Por exemplo, não se furtou a discutir:

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

Após anos de escassa atenção pelos agentes públicos e, pela própria Petrobras, o gás natural em terra tem sido priorizado, nos últimos anos, pelo governo brasileiro como recurso essencial de produção de energia, otimisticamente de baixo custo, para a sustentação de um movimento

nacional de longo prazo de interiorização da população, do *agrobusiness* e da fronteira econômica como um todo, incluindo serviços públicos, privados e industriais, entre as quais se incluem projetos de desenvolvimento âncoras, estruturantes e de importância local e regional. Essa priorização encontra-se ratificada em programas governamentais como o Gás para Crescer, a Nova Lei do Gás, o Novo Mercado 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 e distribuição de riqueza espalhada por todo o território e, conseqüentemente, a redução das desigualdades. O Governo Brasileiro, com o respaldo das contribuições científicas apresentadas neste Caderno, 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).

Por outro lado, não nos furtamos do desafio de compreender e estabelecer maior domínio sobre a formação e as mudanças de percepções, atitudes, resistência e outras características subjetivas da população brasileira, tanto em respeito às energias fósseis como um todo (cada vez mais questionadas no plano das discussões climáticas), como em tudo que se refere à exploração dos recursos de hidrocarbonetos ditos não convencionais e as tecnologias requeridas

por esse segmento da indústria, mormente o fraturamento hidráulico. Reconhece-se que, nas últimas décadas, o setor de energia e os formuladores de políticas, principalmente no setor de petróleo e gás, enfrentam desafios crescentes para lidar com percepções sociais, que podem afetar tanto a viabilização de projetos específicos como as oportunidades que o país pode ter para construir futuros energéticos técnico e socioambientalmente aceitáveis.

Dessa forma, este Caderno mostra que o *onshore* configura-se como uma possibilidade real de geração de renda e emprego principalmente para o interior do país, onde o gás do pré-sal não deve chegar. Esta publicação também se presta a dar voz e espaço à comunicação pública para trazer a sociedade ao debate, ao conhecimento dessas possibilidades, ao entendimento dessas responsabilidades e com estes, o poder de decisão. Aos formuladores de políticas públicas este compilado de conhecimento congrega o entendimento de potencialidades das bacias nacionais, da importância do debate público, da desmistificação das questões ambientais, da apresentação do “poço transparente”, para que possam tomar suas decisões de forma embasada, transparente e isenta, defendendo o interesse da sociedade, e o bem público.

Dessa forma, para os leitores deste Caderno, os autores repassam o desafio de contextualizar as pesquisas e resultados que aqui serão apresentados para um diferente ambiente de entendimento e de tomada de posição. Há de se compreender a necessidade de se percorrer caminhos mentais

de transição, deixando de se dominar exclusivamente pelos aspectos, geológicos, geofísicos e de engenharia dos sistemas energéticos que aqui serão propostos e analisados. Convidamos os leitores a focar crescentemente em questões ainda mais desafiadoras, isto é, as investigações complexas das dimensões sociais que cercam esses sistemas. Por isso, ao longo do Caderno, apresentar-se-ão os estados da arte das abordagens em ciências sociais, jurídicas, ambientais e econômicas, para que o entendimento seja o mais completo e realista possível sobre a potencialidade da exploração de recursos não convencionais em território nacional.

Nessa empreitada de disseminação de conhecimento e informação estiveram junto à FGV Energia e ao Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisa Energética, a Rede GasBras, a Universidade de São Paulo, a Universidade Federal da Bahia, a Universidade do Estado do Rio de Janeiro, a Universidade Federal de Ouro Preto, a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, o Serviço Geológico do Brasil, a Universidade Federal do Rio Grande do Sul, a Associação Instituto Internacional de Ecologia Gerenciamento Ambiental, a Universidade Federal de Minas Gerais, a Universidad Nacional de Comahue, a Universidade Federal do Rio de Janeiro, a Universidade Estadual de Santa Catarina, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes e o Centro de Desenvolvimento de Tecnologia Nuclear. Tais instituições corroboram a importância, a densidade e o consenso de urgência e premência que o assunto tem na pauta nacional.

Chegamos à derradeira mensagem desta introdução afirmando que este Caderno é sobretudo um exercício de *advocacy*. Este termo não possui tradução adequada para o português. Uma tradução literal para *advocacia* seria equivocada, pois traduziria um viés excessivamente jurídico. Em sentido amplo, nossa ação de *advocacy* aqui é um exercício de promoção da cidadania. Trata-se de agregar de forma simplificada e resumida o que há de mais refinado no país sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica, respaldado pelo rigor científico, em defesa da continuidade dos estudos sobre exploração de recursos não convencionais em território nacional.

Essa proposta é posta pelos pesquisadores que aqui escrevem como do interesse público. Buscamos convencer nossos leitores a se juntarem a nossos esforços na EPE, FVG Energia e REDE GASBRAS, para influenciar, diretamente ou indiretamente, tomadores de decisão, tais como responsáveis pela formulação de políticas públicas e pela materialização de investimentos, bem como todos principais *stakeholders* que participam das escolhas estratégicas e das definições de caminhos de desenvolvimento para a nação. Contamos com a difusão do conhecimento de forma transparente e acessível para

alcançar o objetivo primordial desta ação, qual seja, mobilizar os principais grupos de interesse e de decisão, incluindo os interesses difusos da sociedade civil. Os conhecimentos apresentados nos demais capítulos são sólidos e podem contribuir na construção de apoios da opinião pública em favor da continuidade da exploração responsável e socioambientalmente aceitável dos recursos não convencionais brasileiros.

Para guiar o leitor, este trabalho foi dividido em seis capítulos com temáticas distintas, porém complementares. Após esta introdução, no segundo capítulo a EPE aborda a caracterização geral dos recursos não-convencionais. O capítulo três é todo dedicado, pela REDE GASBRAS, à descrição minuciosa das bacias geológicas brasileiras e seus potenciais. No capítulo quatro são tratados os aspectos ambientais em termos de impactos e mitigação. No capítulo cinco o leitor encontrará uma discussão sobre as perspectivas socioeconômicas para o Brasil, inclusive sobre a questão da percepção pública. Por fim, o capítulo seis congrega recomendações para o desenvolvimento dessa indústria no país.

Por fim, no capítulo sete os técnicos do MME se debruçaram sobre o tema do Poço Transparente, escrutinando seus principais desafios.



# 2

CAPÍTULO

**Coordenação:****Heloisa Esteves** – Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**Marcos Frederico Farias de Souza Cardoso****Nathália Oliveira de Castro Cardoso****Pamela Cardoso Vilela Cardoso****Roberta de Albuquerque Cardoso**

# Caracterização de Recursos não Convencionais no Brasil

A construção do conhecimento sobre o potencial dos recursos de óleo e gás, no Brasil, tem sua origem na primeira metade do século XX.

Ao longo das décadas, o crescimento da demanda e da atividade de exploração e produção (E&P), em todo o território nacional, promoveu aumento do conhecimento geológico das bacias, especificamente dos recursos ditos convencionais, resultando em descobertas geológicas únicas que tornaram o Brasil uma referência mundial para o setor de energia.

No Brasil, embora a produção de petróleo em reservatórios de baixa permeabilidade<sup>1</sup>, ditos não convencionais, seja uma realidade, há anos, em bacias como a do Recôncavo - onde campos como Riacho Quiricó e Rio Una têm como reservatórios principais os folhelhos fraturados da Formação<sup>2</sup> Candeias (CARNEIRO, 2005), nota-se ainda uma resistência com relação ao

2. Reservatórios de baixa permeabilidade são reservatórios nos quais as rochas que armazenam o hidrocarboneto não permitem um fluxo ideal do fluido, necessitando, assim, de fraturas para auxiliar na sua extração.

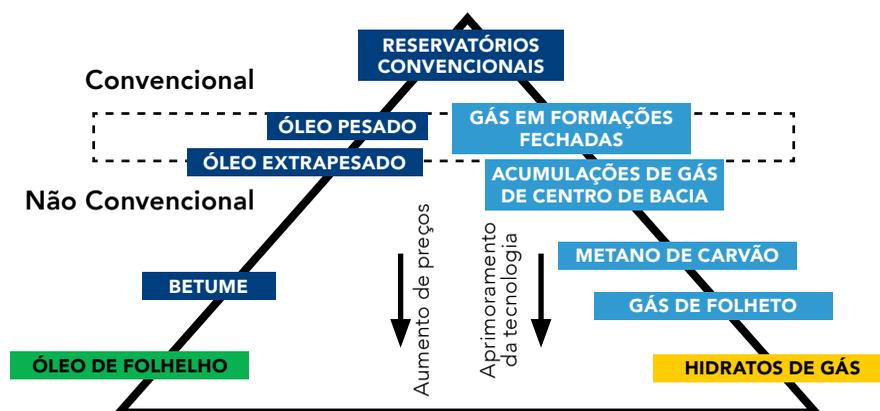
3. Segundo Petri. et al (1986), uma formação é a unidade fundamental de classificação estratigráfica formal. Caracteriza-se pela relativa uniformidade litológica, formando um corpo de preferência contínuo e mapeável em superfície ou sub-superfície. A descrição de todas as formações já reconhecidas nas bacias sedimentares brasileiras pode ser encontrada em Milani. et al (2007).

desenvolvimento desse tipo de recurso, o que leva à escassez de dados e informações sobre ele. Sendo assim, é necessário conhecer o real potencial brasileiro dos recursos não convencionais, permitir o intercâmbio de informações de forma rápida, fácil e direta entre os múltiplos agentes envolvidos e harmonizar as diferentes esferas regulatórias, a fim de que o governo brasileiro possa adotar as melhores estratégias para o médio e longo prazo.

Há de se destacar que, embora comumente relacionado a um conceito geológico, o termo “não convencional” envolve também a capacidade tecnológica de uma determinada época; isto é, as ferramentas de engenharia, que permitem ou prolongam o aproveitamento de um determinado reservatório (EPE, 2020). De acordo com o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo da Sociedade de Engenheiros do Petróleo (SPE, 2011)

os recursos não convencionais apresentam-se em acumulações (ou depósitos) de hidrocarbonetos distribuídos em grandes áreas (*continuous-type-deposits*) de bacias sedimentares não afetadas significativamente por processos hidrodinâmicos. Os principais tipos desses recursos são: metano de carvão (*coalbedmethane*), acumulações de gás de centro de bacia (*basin-centered gas*), gás de folhelho (*shalegas*), hidratos de gás, betume natural (ou arenitos oleígenos – *tarsands*) e óleo de folhelho (*shaleoil*). A Figura 2.1 apresenta a relação entre os tipos de recursos não convencionais e os recursos convencionais com demandas tecnológicas e aumento de preços. O óleo pesado (ou extrapesado) e o gás em formações fechadas (*tightgas formation*) situam-se na fronteira do convencional; no entanto, ambos apresentam desafios na aplicação dos métodos de avaliação e produção normalmente utilizados para acumulações convencionais.

FIGURA 2.1: TRIÂNGULO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS.



Fonte: Adaptado de Holditch (2002), apud SPE (2011).

Segundo EPE (2019), é possível a ocorrência de sete tipos de recursos não convencionais no Brasil, distribuídos em 14 bacias sedimentares, sendo quatro destes referentes a gás e três a óleo. Somadas, as áreas de todos os potenciais recursos não convencionais esperados alcançam 2.340.400 km<sup>2</sup>, o que corresponde a 30% do total de área sedimentar do território brasileiro (Figura 2.2).

O conhecimento atual dos potenciais recursos não convencionais brasileiros aponta para um predomínio de ocorrência no ambiente terrestre. Apenas o hidrato de metano ocorreria no ambiente marítimo, restrito às bacias da Foz do Amazonas e Pelotas, com base nos estudos para este capítulo. A Bacia do Paraná é aquela com a maior variedade de tipos de recursos não convencionais esperados: betume, gás de folhelho, metano de carvão e óleo de folhelho. As bacias do Recôncavo (com gás de folhelho, gás e óleo em formação fechada) e a Bacia do Parnaíba

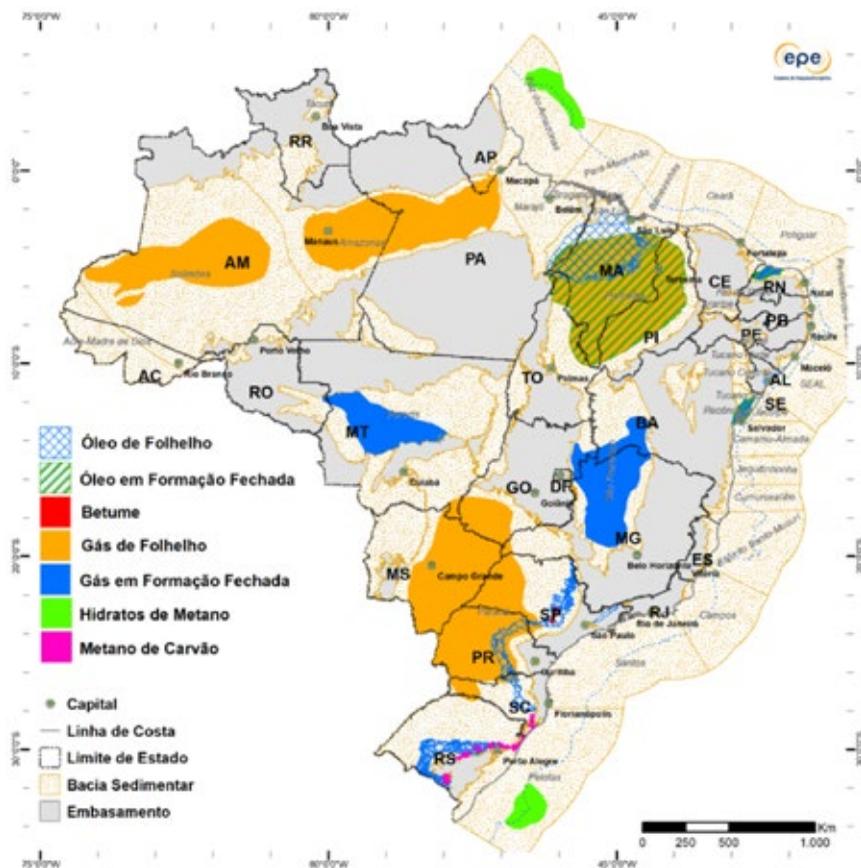
(com gás de folhelho, óleo de folhelho e óleo em formação fechada) também se destacam pela riqueza de recursos esperados. Além destas, apenas a porção terrestre da Bacia Potiguar possuiria mais de um tipo de recurso não convencional (gás em formação fechada e óleo em formação fechada). Óleo de folhelho é esperado ainda nas bacias de Sergipe e Alagoas (porção *onshore*), São Luís e Taubaté, ao passo que a presença de gás de folhelho é estimada nas bacias do Amazonas e Solimões. Nas Bacias dos Parecis acredita-se na ocorrência de gás em formação fechada, enquanto na Bacia do São Francisco já existem descobertas que indicam potencial para a ocorrência de gás em formação fechada.

Nos itens a seguir, serão caracterizados os recursos não convencionais brasileiros esperados, em detalhe, de acordo com o tipo de depósito e fluido gerado, com apresentação de parâmetros indicativos de qualidade.

---

Segundo EPE (2019), é possível a ocorrência de sete tipos de recursos não convencionais no Brasil, distribuídos em 14 bacias sedimentares, sendo quatro destes referentes a gás e três a óleo.

FIGURA 2.2: ÁREA DE OCORRÊNCIA ESTIMADA DE RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL.



Fonte: EPE (2019).

## 2.1 RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS EM FOLHELHOS

Os recursos de gás e óleo de folhelho (*shalegas/shaleoil*) ocorrem em rochas sedimentares finamente granuladas (folhelho, siltito e marga) ricas em matéria orgânica conhecida como querogênio, nas quais é possível extrair grandes volumes

de petróleo ou gás, que podem ser produzidos por meio de fraturamento hidráulico.

As rochas argilosas ricas em matéria orgânica podem desempenhar o papel de rocha geradora, reservatório ou trapa para os hidrocarbonetos. Por possuírem baixa permeabilidade (centenas de nanodarcies<sup>4</sup>) são necessárias fra-

turas naturais, estimulação por fraturamento hidráulico, mineração e/ou destilação destrutiva (retortagem) para a produção (EPE, 2012). O fraturamento hidráulico, aliado à perfuração de poços horizontais, permitiriam a produção de gás em vazões econômicas (EPE, 2012).

Segundo as agências internacionais *U.S. Energy Information Administration* (EIA) e *World Energy Council* (WEC), o Brasil é o 10º país no ranking mundial dos maiores detentores de reservas de gás de folhelho, com 245 Tcf (trilhões de pés cúbicos) (6,9 Tcm – trilhões de metros cúbicos) de gás natural (EIA, 2013; WEC, 2016). Tong et al (2018) posicionam o Brasil em 7º lugar em volume de óleo não convencional recuperável (208,1x108 toneladas ou 156 trilhões de barris), sendo que 72,1% deste volume corresponde a óleo de folhelho; e em 9º lugar em volume recuperável de gás (6,5 x1012 m<sup>3</sup> ou 229,55 Tcf), sendo 99,7% gás de folhelho.

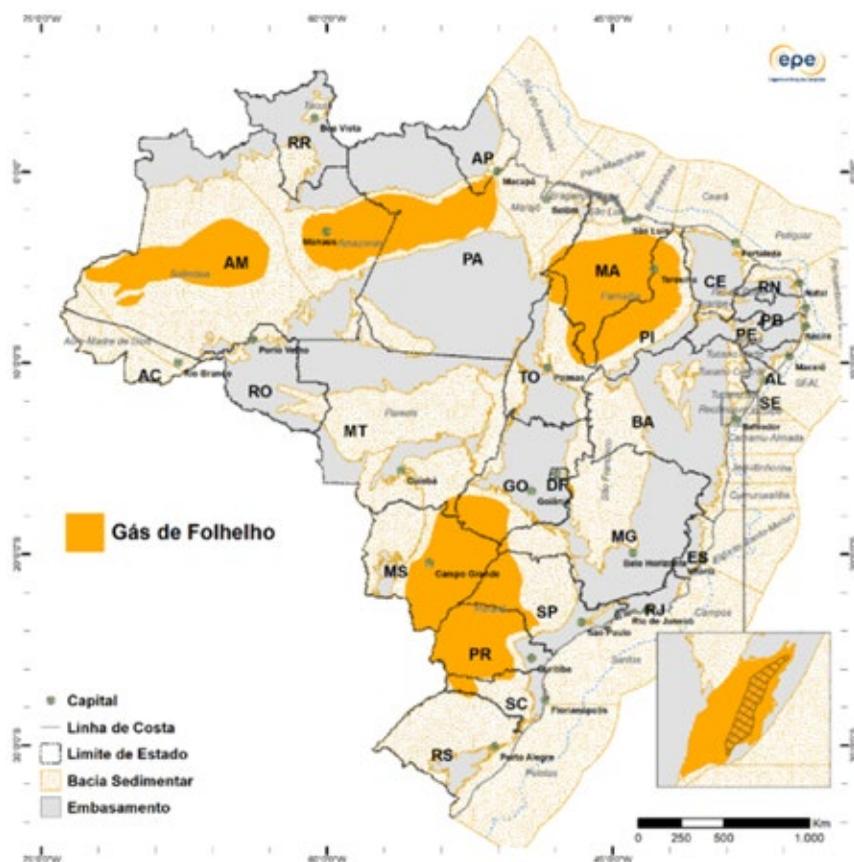
Em termos de gás natural não convencional, estimativas da ANP e do EIA apontam que, juntas, as bacias dos Parecis, do Parnaíba, do Recôncavo e do São Francisco possuiriam um volume de gás de folhelho de 533 Tcf, o que corresponderia a, aproximadamente 15,1 trilhões de m<sup>3</sup> (ANP, 2013; ARAÚJO; ALAMADA; COSTA, 2016).

## GÁS DE FOLHELHO

Segundo EPE (2019), como apresentado na Figura 2.3, existe a possibilidade de ocorrência de gás de folhelho, principalmente nos folhelhos de idades do Devoniano<sup>5</sup> das bacias do Amazonas (estados do Amazonas, Pará e Amapá), Solimões (estado do Amazonas), Parnaíba (estados do Pará, Tocantins, Maranhão e Piauí) e Paraná (entre os estados de Santa Catarina e sul de Goiás), bem como nos folhelhos de idade Cretáceo da Bacia do Recôncavo (estado da Bahia).

- 
4. Um darcy e milidarcy (md ou mD) são unidades de medida de permeabilidade, em homenagem à Henry Darcy. Embora não sejam unidades reconhecidas oficialmente no Sistema Internacional de Unidades (SI, do francês "Système international d'unités"), são amplamente empregadas no setor de óleo e gás natural. O darcy representa uma unidade de comprimento. A permeabilidade, em si, mede a capacidade de um fluido ser transmitido através de uma rocha (ou outro meio poroso). Um nanodarcy equivale a 10<sup>-6</sup> md.
5. O Devoniano corresponde a um Período da Escala de Tempo Geológico que teve início, aproximado, há cerca de 416 Ma (Milhões de anos) e fim próximo a 359 Ma. Corresponde a um evento global caracterizado pelo acúmulo de matéria orgânica em diversas bacias sedimentares ao redor do mundo, como, por exemplo, na Bacia Appalachian, através da Formação Marcellus (EUA), que resultou em significativos reservatórios de petróleo e gás natural. A Escala do Tempo Geológico, com as descrições e definições de todas as idades encontra-se disponível em <https://stratigraphy.org/ICSChart/ChronostratChart2020-003.pdf>

FIGURA 2.3: ÁREA DE OCORRÊNCIA ESTIMADA DE DEPÓSITOS DE GÁS DE FOLHELHO NAS BACIAS BRASILEIRAS. A ÁREA HACHURADA NA BACIA DO RECÔNCAVO CORRESPONDE À PORÇÃO DE MAIOR POTENCIAL DE GERAÇÃO.



Fonte: EPE.

É esperado para os recursos de gás de folhelho (*shalegas*), na Bacia do Amazonas, segundo a avaliação feita pela agência norte-americana EIA, cerca de 2.832 bilhões de m<sup>3</sup> (100 Tcf) de gás tecnicamente recuperável, considerando-se riscos exploratórios (EIA 2013; 2015). Esses recursos se encontram nos folhelhos devonianos da Formação Barreirinha (EPE, 2019).

Para a Bacia do Solimões é indicada a ocorrência de gás de folhelho na Formação Jandiutuba (idade Devoniano). Conforme EIA (2015), estima-se que o volume recuperável seja de 65 Tcf de gás de folhelho, com estimativas de recurso *in place* da ordem de 323 Tcf.

De acordo com EPE (2019), estima-se que ocorra gás de folhelho na Formação Pimenteiras, Bacia do Parnaíba, em uma área com cerca de 436.152 km<sup>2</sup>, ocupando toda a região central da bacia. São folhelhos do Devoniano que alcançam uma profundidade média de 2200 m com espessura aproximada de 400 m. O teor de carbono orgânico total varia entre 2% e 3%. Segundo divulgado em ANP (2012a,b) os recursos recuperáveis alcançam 1,81 trilhões de metros cúbicos de gás de folhelho na Bacia do Parnaíba, estimativa baseada na analogia com o Barnett Shale na Fort Worth Basin (Tabela 1).

Na Bacia do Paraná os folhelhos de idade do Devoniano da Formação Ponta Grossa, na área centro-norte da bacia, são indicados como reservatórios não convencionais de gás. Em 2013, o EIA revisou suas estimativas volumétricas de gás de folhelho para a bacia. Como citado em EPE (2018; 2019), eram esperados em 2011 recursos totais de 25,7 trilhões de m<sup>3</sup> (906 trilhões de pés cúbicos), sendo 6,4 trilhões de m<sup>3</sup> (226 trilhões de pés cúbicos) de recursos tecnicamente recuperáveis (EIA, 2011). Em 2015, a estimativa foi de cerca de 12,74 trilhões de m<sup>3</sup> (450 trilhões de pés cúbicos), sendo cerca de 2,26 trilhões de m<sup>3</sup> (80 trilhões de pés cúbicos) recuperáveis (EIA, 2015).

Segundo dados do Serviço Geológico Americano - USGS (2016), o potencial total de gás de folhe-

lho, considerando estimativas (moderadas) para as bacias dos Solimões, Amazonas e Parnaíba é de 47.201 bilhões de pés cúbicos de gás (BCFG) ou 47 trilhões de pés cúbicos de gás (SCHENK *et al.*, 2017).

Na Bacia do Recôncavo, ocorre gás nos folhelhos fraturados da Formação Candeias (Membros Gomo e Tauá). Trata-se de fraturas naturais que melhoram a permeabilidade dos reservatórios, já tendo sido registrada produção de quase um milhão de barris de petróleo em reservatório fraturado, em apenas um poço, em um período de 28 anos (SARZENSKI; SOUZA CRUZ, 1986 apud DALCERE Jr., 2012). Cita-se também campos Riacho Quiricó e Rio Una que têm como reservatórios principais os folhelhos fraturados da Formação Candeias (CARNEIRO, 2005). Esses folhelhos possuem Carbono Orgânico Total (ou Conteúdo Orgânico Total - COT)<sup>6</sup> que variam entre 1 e 10%, encontrando-se a profundidades entre 3.500 e 5.500 m, e espessuras entre 1.500 e 1.850 m (BONGIOLO; KALKREUTH, 2008; MATOS, 2013; MIRANDA, 2014; PESSOA, 2013). Os maiores teores de COT ocorrem na borda flexural da bacia (área de maior potencial), sendo que esses teores variam acompanhando a geometria do rifte (COUTINHO, 2008)<sup>7</sup>. A Figura 2.2 apresenta a região com maior potencial para gás de folhelho estimada por EPE (2019), dentro da geradora da Formação Candeias (Bacia do Recôncavo).

6. Óleo ou gás tem como matéria-prima básica compostos orgânicos oriundos de seres vivos. Uma vez que qualquer composto orgânico tem carbono como elemento essencial, uma das formas de estimar a riqueza do conteúdo orgânico de uma rocha é através da medida de seu conteúdo de carbono, comumente conhecido como COT (Carbono Orgânico Total) (MCCARTHY *et al.*, 2011).

7. A diminuição dos teores na região do atual Baixo de Camaçari é devido ao suprimento terrígeno e maturação, sendo que as porções mais enriquecidas em COT (3.760 m e 3.520) indicam condições de anoxia do paleolago (EPE, 2019).

**Tabela 2.1: Atributos de Recursos Não Convencionais – Gás de Folhelho (ShaleGas).**

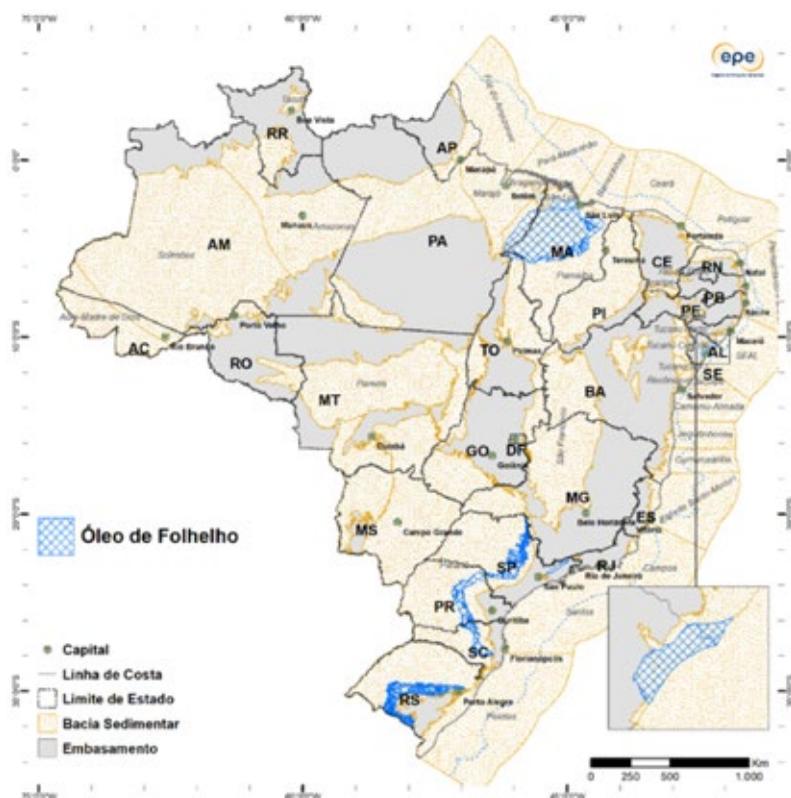
| Bacia                       | Amazonas               | Parnaíba             | Solimões                 | Paraná                | Recôncavo                      |               |
|-----------------------------|------------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------|---------------|
| Situação Geográfica         | terra                  | terra                | terra                    | terra                 | terra                          |               |
| Unidade Litoestratigráfica  | Formação Barreirinha   | Formação Pimenteiras | Formação Jandiatuba      | Formação Ponta Grossa | Membro Gomo, Formação Candeias |               |
| Unidade Cronoestratigráfica | Devoniano Superior     | Devoniano Médio      | Devoniano Médio-Superior | Devoniano             | Cretáceo Inferior (Neocomiano) |               |
| Depósito                    | Litologia              |                      |                          |                       |                                |               |
|                             | Folhelho               |                      |                          |                       |                                |               |
|                             | COT (%)                | 4 - 6                | 2 - 3                    | 2 - 4                 | 1 - 4                          | 1-2 (pico 10) |
|                             | Profundidade Média (m) | 2.300                | 2.500                    | 3.200                 | ?                              | 3000          |
|                             | Espessura Máxima (m)   | 350                  | 400                      | 420                   | 600                            | 400           |
| Área (km <sup>2</sup> )     | 370.000                | 390.000              | 270.000                  | 640.000               | 2.000                          |               |
| Tecnologia para Produção    | Faturamento hidráulico |                      |                          |                       |                                |               |

## ÓLEO DE FOLHELHO

EPE (2019) indica a ocorrência de óleo de folhelho na Bacia do Paraná, na borda leste da bacia, em uma faixa estreita entre os estados do Rio Grande do Sul e São Paulo; na Bacia de Taubaté, no estado de São Paulo; na porção

noroeste da Bacia do Parnaíba entre os estados do Maranhão e do Pará; na Bacia de São Luís, no Maranhão; e nas porções *onshore* das bacias de Sergipe e Alagoas, nos respectivos estados (Figura 2.4).

FIGURA 2.4: ÁREA DE OCORRÊNCIA ESTIMADA DE DEPÓSITOS DE ÓLEO DE FOLHELHO NAS BACIAS BRASILEIRAS.



Fonte: elaborado pela EPE.

Na Bacia do Paraná, obtém-se óleo de folhelho (*oil shale*) a partir dos folhelhos pirobetuminosos da Formação Irati, na borda leste e sul da bacia, no Estado do Paraná. As operações de exploração desse depósito, na Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto (SIX)<sup>8</sup> da Petrobras, em área em concessão de 68 km<sup>2</sup>, concentra-se em duas principais camadas: uma superior com espessura de 6,4 metros de folhelho e per-

centual de 6,4% de óleo, e uma inferior com 3,2 metros e percentual de 9,1 % (WEC, 2010). A mineração é realizada a céu aberto, envolvendo cerca de 2,6 milhões de toneladas de rocha por ano. Depois de minerado, o folhelho vai para um britador que reduz os fragmentos a tamanhos que variam de 6 a 70 milímetros. O material britado é conduzido a uma retorta, onde é pirolisado (cozido) a temperaturas de cerca de 500°C,

8. Esta região abriga, desde 1972, a Usina Protótipo do Irati, cujo funcionamento permitiu comprovar a viabilidade técnica do processo e início da produção propriamente dita em 1982 (EPE, 2012, 2019).

liberando-se a matéria orgânica contida sob a forma de óleo e gás. A produção diária da usina de São Mateus do Sul foi, em 2011, de aproximadamente 4.500 barris (EPE, 2012). Em 2015, a produção diária nessa unidade foi de, aproximadamente, 3.000 barris de óleo em folhelhos pirobetuminosos através da técnica de mineração e retortagem (ANP, 2014; EPE, 2019).

O potencial de óleo de folhelho nas bacias do Parnaíba e de São Luís é associado aos folhelhos cinza e betuminosos negros, de idade Neoaptiano/ Eoalbiano, da Formação Codó, (EIA, 2015, 2019; SCHENK et al. 2017; VAZ et al., 2007). O trabalho de Thibes (2016) cita também a possibilidade de produção de óleo por meio de retortagem *in situ* dos folhelhos da Formação Codó. Conforme Costa Jr. e Magalhães (2016) a espessura da Formação Codó atinge até 220 m. Por sua vez, Lima e Leite (1978) e Bastos et al. (2014) informam uma espessura máxima de 180 m, com folhelhos formados em um ambiente de baixa energia, lacustre, com estratificação da água, que causou a estagnação do ambiente tornando-o anóxico (REIS; CAPUTO, 2007). Costa Jr. e Magalhães (2016) identificaram porções da Formação Codó com até 1.100 mg HC/g COT, o que, por sua vez, indica uma baixíssima evolução térmica de suas rochas. Além disto, foram iden-

tificados intervalos na Formação Codó com até 4% de COT. A Formação Codó apresenta valores de potencial gerador (S2) de até 50 mg HC/g rocha, sendo que valores maiores que 10 mg HC/g rocha já indicam excelente potencial gerador (ESPITALIÉ et al., 1985).

Para as sub-bacias de Sergipe e Alagoas, em sua porção terrestre, existe potencial para óleo de folhelho nas Formações Barra de Itiúba, Coqueiro Seco, Muribeca e Maceió (EPE, 2019). No final d 2018, o Tribunal Federal da 5ª Região (TRF-5) derrubou a liminar que impedia a exploração e produção de recursos não convencionais em blocos da 12ª Rodada de Licitações, localizados nas sub-bacias de Sergipe e Alagoas, atendendo a pedido da Petrobras, em ação que inclui a ANP e outros operadores (GAUDARDE, 2018). Tal decisão, porém, não implicou na imediata liberação da atividade de fraturamento hidráulico nessas, uma vez que havia pendência com relação ao licenciamento ambiental promovido pelo Ibama e órgão estaduais, bem como a aprovação do projeto de exploração e dos poços pela ANP.

A Tabela 2.2 apresenta as características principais do recurso de óleo de folhelho nas bacias indicadas na Figura 2.4.

**Tabela 2.2: Atributos de Recursos Não Convencionais – Óleo de Folhelho (ShaleOil).**

| Bacia                       | São Luis   | Parnaíba | Taubaté                | Paraná                  | Sergipe-Alagoas  |
|-----------------------------|--|----------|------------------------|-------------------------|--|
| Situação Geográfica         | terra  | terra    | terra                  | terra                   | terra  |
| Unidade Litoestratigráfica  | Formação Codó  |          | Formação Tremembé      | Formação Irati          | Formações Barra de Itiuba, Coqueiro Seco, Muribeca, Maceió |
| Unidade Cronoestratigráfica | Cretáceo Inferior (Neoaptiano)                             |          | Paleógeno (Oligoce-no) | Permiano (Cisuralia-no) | Cretáceo Inferior  |
| Depósito Litologia          | folhelho (pirobetuminoso)                                  |          |                        |                         |  |
| COT (%)                     | 0,5 – 12   |          | 1 - 5                  | 1 - 5                   | 2 - 6  |
| Profundidade Média (m)      | 100  | 225      | 400                    | 50                      | ?  |
| Espessura Máxima (m)        | 100  | 50       | 240 <sup>9</sup>       | 50                      | 700 <sup>10</sup>  |
| Área (km <sup>2</sup> )     | 8.974  | 146.177  | 2.354                  | 68.287                  | 4.739  |
| Tecnologia para Produção    | Extração Mecânica (mineração); Fraturamento hidráulico (?) |          |                        |                         |  |

9. SETTA, F.; BERGAMASCHI, S.; RODRIGUES, R.; JONES, C.; CHAVES, H.; BRITO, M.; PEREIRA, E. 2020. The volumetric potential assessment of the oil shales of Tremembé Formation, Taubaté Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2020) 10:1835–1848. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00846-z>.

10. Pelo menos para os folhelhos da Formação Maceió de acordo com a *U.S. Energy Information Administration (EIA, 2015)*.

# A Bacia do São Francisco tem potencial para recursos de gás em formação fechada em arenitos e carbonatos neoproterozoicos do Grupo Macaúbas-Paranoá-Canastra e Grupo Bambuí

## 2.2 RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS EM FORMAÇÕES FECHADAS

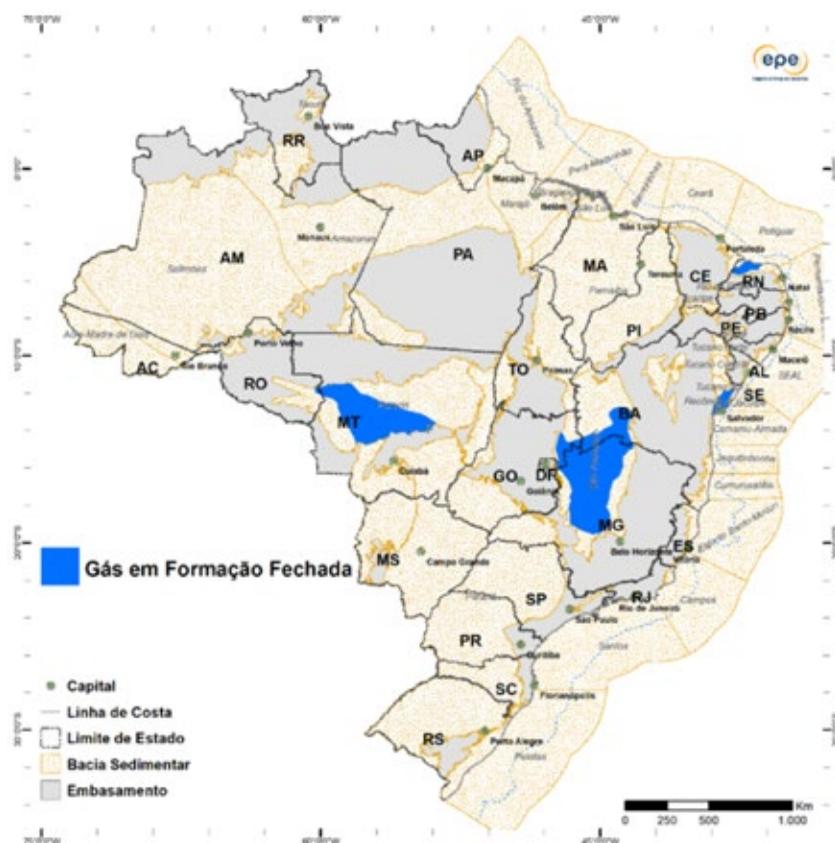
Os recursos de gás em formações fechadas (*tightgas*), ou formações fechadas com gás (FFG), relacionam-se a reservatórios com baixa permeabilidade relativa igual ou menor que 0,1 milidarcy (mD) (EPE, 2012). Esses reservatórios não podem ser produzidos economicamente, a menos que sejam estimulados por intenso fraturamento hidráulico ou produzidos por meio de poços horizontais ou multilaterais<sup>11</sup>.

## GÁS EM FORMAÇÃO FECHADA

EPE (2019) indica a ocorrência de gás em formação fechada na Bacia dos Parecis, no estado do Mato Grosso; na Bacia do São Francisco, na porção centro-sul da bacia, entre os estados de Minas, Goiás e Bahia; na Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia; e, na área *onshore* da Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte (Figura 2.5).

11. Segundo a classificação da SPE (2011), os recursos de gás em formação fechada estão na fronteira entre convencionais e não convencionais, sendo subdivididos em: i) acumulações de gás centradas na bacia, também conhecidas como acumulações contínuas de gás; e, ii) reservatórios de gás constituídos por rochas de baixa permeabilidade em trapas convencionais estruturais ou estratigráficas. Grande parte desses reservatórios está em arenitos, porém quantidades significativas também ocorrem em rochas carbonáticas.

FIGURA 2.5: ÁREA DE OCORRÊNCIA ESTIMADA DE DEPÓSITOS DE GÁS EM FORMAÇÃO FECHADA NAS BACIAS BRASILEIRAS.



Fonte: elaborado pela EPE.

Espera-se, para a Bacia dos Parecis, que ocorra gás em reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade de idades do Neoproterozóico, associados ao Grupo Araras e/ou a Sequência Carbonática Inferior (S.C.I.), ocupando uma área de 117.354 km<sup>2</sup>, na região dos grábens de Campo Novo e Salto Magessi (ANP, 2016; EPE, 2019). Essas unidades estratigráficas vêm sendo foco de estudos recentes na bacia, com base em interpretações de poços e sísmica (ANP, 2016; HAESER et al., 2014; LOUREIRO et al. 2017; VILELA et al.,

2020), entretanto, devido ao estágio exploratório incipiente desta bacia para recursos convencionais, pouco conhecimento e dados foram gerados, não sendo possível confirmar o potencial para recursos não convencionais (EPE, 2019).

A Bacia do São Francisco tem potencial para recursos de gás em formação fechada em arenitos e carbonatos neoproterozoicos do Grupo Macaúbas-Paranoá-Canastra e Grupo Bambuí (Figura 2.4). Diversas descobertas foram realiza-

das nesta bacia, como, por exemplo, nas áreas ainda sob contrato do bloco SF-T-104, do consórcio formado pela Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais S.A, Companhia Energética de Minas Gerais e pela empresa Imetame Energia LTDA; e na área do bloco SF-T-132 sob concessão da Cemes Petróleo S.A. Além dessas, descobertas também foram registradas em áreas já devolvidas, como, por exemplo, as três áreas operadas pela empresa Petra Energia LTDA, a saber, as áreas dos blocos SF-T-94 e 105; blocos SF-T-118, 125, 126 e 131; e área dos blocos SF-T-121 e 134, bem como na área do bloco SF-T-133 sob concessão da Cisco Oil&Gas S.A. A suspensão dos contratos nessa bacia tem sido uma constante, com exigência de um estudo técnico-ambiental profundo sobre a utilização do faturamento hidráulico<sup>12</sup>.

Para Bacia do Recôncavo é indicada a ocorrência de gás em formação fechada em arenitos neocomianos da Formação Candeias, esses possuindo porosidades de até 11%.

Na Bacia Potiguar é estimada a ocorrência de gás em formação fechada em arenitos e conglomerados neocomianos localizados na base da Formação Pendência. Os poucos estudos de caracterização desse tipo de reservatório

na bacia foram realizados nas áreas de Riacho da Forquilha, Cachoeirinha e Marizeiro (ALVES; CORSINO; REIS, 2008). Esses reservatórios ocorrem no Gráben de Apodi, sendo arenitos e conglomerados de baixa porosidade (< 10%) e baixa permeabilidade (< 1,0mD) depositados por fluxos gravitacionais em ambiente lacustre, com alguns produzindo gás em testes de formação efetuados pela Petrobrás. São reservatórios com ampla distribuição regional, o que os tornam importantes alvos exploratórios (EPE, 2019).

A Tabela 4 apresenta características principais do recurso de gás e óleo em formação fechada nas bacias sedimentares citadas segundo EPE (2019).

Alguns trabalhos recentes reportam a possibilidade de a Bacia do Parnaíba apresentar potencial para produção em arenitos laminados, com baixa porosidade e permeabilidade e necessitando de estimulação hidráulica para a produção comercial (FARIA et al., 2018; MIRANDA et al., 2018). São apontados em estudos recentes corpos isolados de arenito fino a muito fino na Formação Pimenteiros, sendo descrito por alguns autores como arenitos de baixa porosidade e permeabilidade, com possíveis acumulações do tipo gás em formação fechada (tightgas) (MIRANDA, 2014).

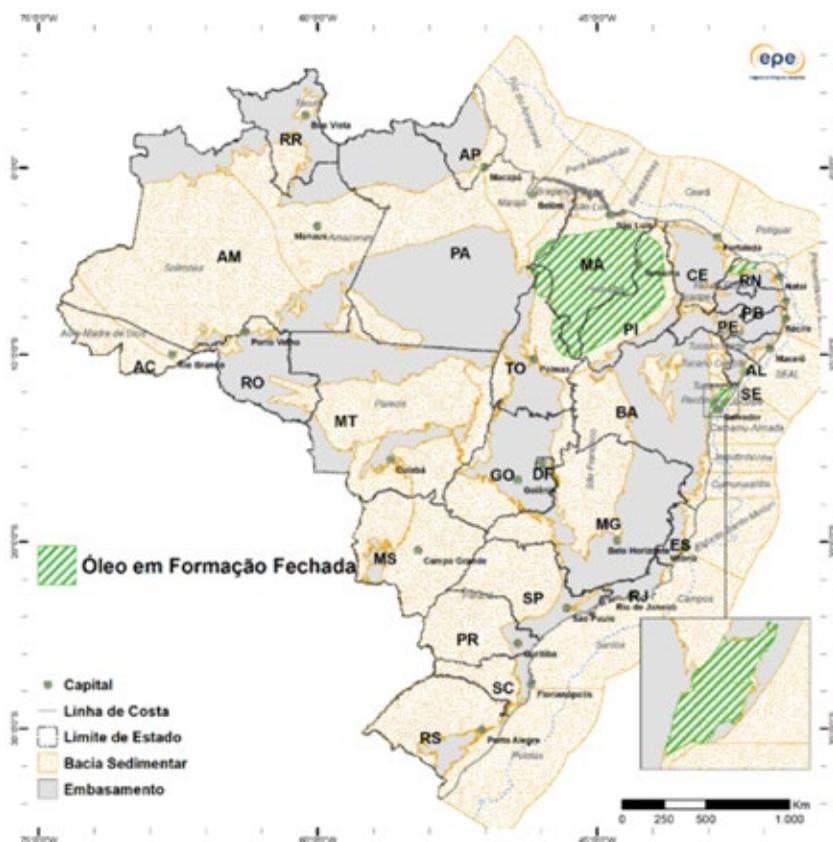
12. Resolução conjunta SEMAD/FEAM/IGAM n° 2460, de 27 de janeiro de 2017 e retificação da resolução conjunta SEMAD/FEAM/IGAM n° 2460, de 27 de janeiro de 2017. Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD), Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM) e Instituto Mineiro de Gestão das Águas (IGAM).

## ÓLEO EM FORMAÇÃO FECHADA

Como apresentado na Figura 2.6, e Tabela 2.3, a ocorrência de óleo em formação fechada nas bacias do Parnaíba, Recôncavo e porção terrestre da Bacia Potiguar são as mesmas dos recursos descritos nos tópicos anteriores, referentes aos recursos de gás de folhelho (Bacia do Parnaíba) e gás em formação fechada (bacias do Recôncavo e Potiguar).

Na Bacia do Parnaíba, o óleo em formação fechada ocorre nos folhelhos devonianos da Formação Pimenteiras. Na Bacia do Recôncavo é indicada a ocorrência de óleo em formação fechada em arenitos neocomianos da Formação Candeias, estes possuindo porosidades de até 11%. Na Bacia Potiguar, a ocorrência de óleo em formação fechada dá-se em arenitos e conglomerados neocomianos localizados na base da Formação Pendência, Bacia Potiguar onshore, no estado do Rio Grande do Norte.

FIGURA 2.6: ÁREA DE OCORRÊNCIA ESTIMADA DE DEPÓSITOS DE ÓLEO EM FORMAÇÃO FECHADA NAS BACIAS BRASILEIRAS.



Fonte: elaborado pela EPE.

**Tabela 2.2: Atributos de Recursos Não Convencionais – Óleo de Folhelho (ShaleOil).**

| Bacia                       | São Luis   | Parnaíba | Taubaté                | Paraná                  | Sergipe-Alagoas  |
|-----------------------------|--|----------|------------------------|-------------------------|--|
| Situação Geográfica         | terra  | terra    | terra                  | terra                   | terra  |
| Unidade Litoestratigráfica  | Formação Codó  |          | Formação Tremembé      | Formação Irati          | Formações Barra de Itiuba, Coqueiro Seco, Muribeca, Maceió |
| Unidade Cronoestratigráfica | Cretáceo Inferior (Neoaptiano)                             |          | Paleógeno (Oligoce-no) | Permiano (Cisuralia-no) | Cretáceo Inferior  |
| Litologia                   | folhelho (pirobetuminoso)                                  |          |                        |                         |  |
| COT (%)                     | 0,5 – 12   |          | 1 - 5                  | 1 - 5                   | 2 - 6  |
| Profundidade Média (m)      | 100  | 225      | 400                    | 50                      | ?  |
| Espessura Máxima (m)        | 100  | 50       | 240 <sup>9</sup>       | 50                      | 700 <sup>10</sup>  |
| Área (km <sup>2</sup> )     | 8.974  | 146.177  | 2.354                  | 68.287                  | 4.739  |
| Tecnologia para Produção    | Extração Mecânica (mineração); Fraturamento hidráulico (?) |          |                        |                         |  |

## 2.3 DEMAIS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

### BETUME OU AREIAS BETUMINOSAS (BETUMINOUS SANDS, OIL SANDS OU TAR SANDS)

O arenito betuminoso, também denominado arenito asfáltico (em inglês *oil sands*, *tar sands*, *asphaltic sand stones*, *bitumen-impregnated sand stones* ou *heavy-oil deposits*), tem ocorrência natural. O hidrocarboneto está presente na fase sólida ou semissólida, com quantidades significativas de enxofre, metais e não hidrocarbonetos. O arenito betuminoso é constituído por grãos siliciclásticos ou carbonáticos impregnados, nos poros, por um óleo cru pesado, semelhante ao asfalto, chamado betume. Este possui valores de densidade menores do que 10° API e viscosidade maior que 10.000 centipoise (cp)<sup>13</sup> (CAMARGO, 2013; EPE, 2012, 2019; SILVA FILHO; BRIÃO, 2019). Essas acumulações são resultantes da exsudação de reservatórios, e, em virtude da ineficácia da rocha selante, ou sua erosão, os hidrocarbonetos escapam para a superfície e passando por processo de degradação (CAMARGO, 2013). Este recurso é considerado não convencional, por ser de ocorrência difusa em uma grande área, não sendo afetado por condições hidrodinâmicas

como a fluatuabilidade, e não poder ser recuperado por meio de poços, mas através de métodos de recuperação avançada como injeção de vapor, e, para depósitos mais superficiais, a mineração (EPE, 2012, 2019; SILVA FILHO; BRIÃO, 2019).

Até o momento os maiores volumes conhecidos estão no Canadá, na província de Alberta, em arenitos cretáceos e calcários devonianos, e representam quase dois terços dos recursos mundiais. Esse país é o único a explorar o depósito de forma comercial<sup>14</sup> (EPE, 2012, 2019; ERCB, 2012). De acordo com o Conselho Mundial de Energia (WEC, 2010), fora o Canadá, são relatados 367 depósitos de betume distribuídos por 22 países<sup>15</sup>, sendo citado neste relatório, para América do Sul, apenas Colômbia e Venezuela.

Os primeiros registros sobre arenitos asfálticos na Bacia do Paraná datam do final do século XIX, na região do Morro de Bofete, com as primeiras descrições na década de 1920, sendo que nas décadas seguintes foram realizados estudos geológicos e geoquímicos, sedimentológicos e mineralógicos, os quais permitiram caracterizar os sistemas petrolíferos em que esses depósitos estão inseridos (ARAÚJO, 2003)<sup>16</sup>. Conforme EPE (2019), no Brasil, os arenitos betuminosos ou betume ocorrem em uma área de 2.000 km<sup>2</sup> nos arenitos

13. O poise é a unidade de viscosidade dinâmica no sistema CGS (centímetro, grama, segundos) de unidades. Seu nome é uma homenagem a Jean-Louis-Marie Poiseuille. O poise é frequentemente utilizado com o prefixo centi; um centipoise (cP) é um milipascal segundo (mPa·s) em unidades do Sistema Internacional (SI).

14. Cerca de 1,7 trilhão de barris de betume *in situ* (ERCB, 2012), e corresponde a mais de 40% da produção doméstica de óleo do Canadá.

15. O volume total de descobertas e recursos prospectivos de betume *in situ* é estimado em 2,5 trilhões e 817 milhões de barris, respectivamente.

16. Compilação da evolução do conhecimento sobre os arenitos betuminosos da Bacia do Paraná em Araújo (2003).

flúvio-eólicos da Formação Piramboia (Lopingiano), com profundidade média de 3 m, e espessura máxima de 100 m, na borda leste da Bacia do Paraná, e região central do estado de São Paulo (Figura 2.3.). A gênese dessas ocorrências está relacionada ao sistema petrolífero Irati-Piramboia (Permiano), no qual o efeito termal das rochas intrusivas da Formação Serra Geral nos folhelhos negros da Formação Irati (Cisuraliano), teve papel importante na geração do óleo (ARAUJO; YAMAMOTO; ROSTIROLLA, 2005). O COT desses folhelhos varia entre 1 e 5% (EPE, 2019).

São necessários mais estudos geológicos para caracterizar a extensão e possíveis volumes desses recursos, e avaliar a comercialidade, e os possíveis impactos ambientais de sua exploração. Silva Filho e Brião (2019), analisando a indústria no Canadá, verificaram que existem controvérsias quanto aos danos ambientais relacionados aos processos de exploração, sendo indicados a grande movimentação de terra, alto gasto de água e de energia, e a alocação de resíduos gerados. A província de Alberta está inserida em uma cobertura florestal preservada, sendo que as companhias são autorizadas a utilizar 590.000.000 m<sup>3</sup> de água por ano, retirada do Rio Athabasca (rio sazonal). Além disso, a presença de metais pesados e o gás liberado no processo são questões de intensa discussão no território canadense (SILVA FILHO; BRIÃO, 2019).

## HIDRATOS DE METANO

Os hidratos de metano (HM), hidrato de gás ou clatrato de gás (clatrato de metano) são acumulações de gás natural não convencional, originado quando as ligações de hidrogênio nas moléculas de água encapsulam moléculas de metano e dióxido de carbono. Este tipo de ligação intermolecular assemelha-se ao gelo comum, porém o arranjo geométrico produz cavidades que contêm os gases originalmente em solução na água. A estrutura do clatrato, quando estável permite que o “gelo” não derreta mesmo em temperaturas acima de 0° C, desde que a pressão e a concentração dos gases sejam altas, condições encontradas em sedimentos marinhos nas margens continentais com lâmina d’água superior a 500 m (EPE, 2012).

O processo de recuperação do gás natural, aprisionado no clatrato, envolve quebra no equilíbrio de manutenção do hidrato e o bombeamento do gás para a superfície, sendo os métodos de estimulação termal, e a injeção de solventes que altera as características de pressão-temperatura, favorecendo a dissociação do gás (EPE, 2012).

A ocorrência de hidratos de metano tem sido alvo de interesse em diversas regiões no mundo, principalmente a partir da década de 60, em virtude do seu potencial energético (AGUIAR, 2017). Entretanto ainda é especulativo o real potencial

deste recurso, mesmo em regiões como *Black Ridge*, Carolina do Sul (EUA), consideradas umas das maiores províncias de hidratos gasosos de margem passiva na Terra (FARIAS; CRUZ, 2018). Além do reconhecimento do potencial mundial e regional para esses recursos, é importante avançar em estudos aprofundados sobre os hidratos de gás, buscando entender como o aproveitamento desses recursos pode impactar no processo de aquecimento global, considerando a liberação do gás metano e consequente aumento das concentrações de carbono atmosférico, bem como o efeito na instabilidade do fundo marinho, o que pode desencadear movimentos de massa (AGUIAR, 2017; AGUIAR et al., 2018a,b; FARIAS; CRUZ, 2018; HORNBAACH et al., 2008).

No Brasil, sabe-se da ocorrência de hidratos de metano nas bacias da Foz do Amazonas e de Pelotas (Figura 3), mas os estudos sobre esses recursos são incipientes, com alguns trabalhos de caracterização em sísmica de feições indicativas de sua ocorrência, principalmente na Bacia da Foz do Amazonas (AGUIAR et al., 2018 a,b; AGUIAR et al., 2019; CANARIO, 2013; MACHADO, 2009; MELO; SILVA; REIS, 2008; MONTALVÃO; EIRAS, 2003; SAD; SILVEIRA; MACHADO, 1997).

Conforme EPE (2019), na Bacia da Foz do Amazonas, este recurso ocorre em uma área de

aproximadamente 28.000 km<sup>2</sup>, com espessura da Zona de Estabilidade de Hidratos (HSZ) de cerca de 450 m, e esperam-se alcançar volumes de até 12 trilhões de m<sup>3</sup> (430 trilhões de pés cúbicos) de gás (SAD et al., 1998). Esses recursos são associados a sedimentos siliciclásticos que ocorrem desde o Mioceno Superior até o presente, com os refletores BSR<sup>17</sup> encontrando-se em lâmina d'água entre 600 e 2.800 m, e as profundidades podendo variar de 240 a 800 m abaixo da superfície do fundo submarino, associados às estruturas do domínio compressivo da tectônica gravitacional, que ocorrem no leque superior do rio Amazonas (MELO; SILVA e REIS, 2008).

Na Bacia de Pelotas, segundo EPE (2019), os hidratos ocorrem em uma área de 45.000 km<sup>2</sup>, com volumes estimados de 135 bilhões de m<sup>3</sup> de gás *in place*, e em superfície, 22 trilhões de m<sup>3</sup> (780 trilhões de pés cúbicos) de gás, entre as lâminas d'água de 500 a 3.500 m. A HSZ possui cerca de 600 m de espessura do pacote sedimentar (MONTALVÃO; EIRAS, 2003; SAD; SILVEIRA; MACHADO, 1997;). Análises geoquímicas preliminares indicaram que pode existir uma relação entre a concentração de COT e N (nitrogênio), entretanto são necessários mais estudos por meio da cromatografia e análise de biomarcadores que indiquem diretamente a presença de hidratos de gás (CORREIA, 2011).

17. Os hidratos de gás são identificados em sísmica por meio de feições denominadas *Bottom Simulating Reflectors* (BSRs). O BSR marca a profundidade máxima da estabilidade do clatrato de gás, geralmente "cortando" outros refletores que representam camadas estratigráficas (MILLER, 2008). Este padrão de reflexão que se assemelha aproximadamente ao fundo do mar, resulta do contraste entre hidratos de metano e sedimentos saturados de gás subjacentes por meio do contraste de alta impedância (FARIAS; CRUZ, 2018). Apesar da sísmica de reflexão ser a mais utilizada, outros métodos ecobatímetro, perfilagem geofísica de poços e métodos geoeletrícos podem ser usados para a caracterização de reservatórios de hidratos de metano (AGUIAR, 2017).

## METANO DE CARVÃO

O termo metano de carvão (em inglês coalbed methane – CBM), refere-se ao gás de metano armazenado nas camadas de carvão, processo que depende das condições de temperatura e pressão às quais foi submetida a sucessão estratigráfica, sendo este avaliado em função do conteúdo orgânico, rank e níveis de profundidade dos reservatórios (EPE, 2012, 2019). A capacidade de armazenamento de gás é determinada principalmente pelo grau de maturidade geológica desse mineral, que, em outras palavras, significa o estágio de carbonização atingido na sequência evolutiva<sup>18</sup>.

Projetos para a recuperação de metano do carvão estão sendo desenvolvidos ao redor do mundo, com destaque para os Estados Unidos, que possui uma indústria de CBM bastante madura, e outros países com produção comercial como Austrália, Canadá, China, Índia e Rússia (ALJUBORI et al., 2009). Estimativas globais mais recentes do potencial de CBM indicam que para a Bacia do Paraná, considerando o Brasil e Argentina, haveria 0,05x10<sup>12</sup> m<sup>3</sup> do recurso e 0,020 x10<sup>12</sup> m<sup>3</sup> de recursos tecnicamente recuperáveis (ZOU et al., 2019). Apesar das expectativas de ocorrência deste recurso, no Brasil ainda não há uma indústria estabelecida para o aproveitamento de CBM. Estudos para avaliação do potencial de CBM dos depósitos de carvão

brasileiros vem sendo realizados pelo Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

É esperado potencial para metano de carvão, na Bacia do Paraná, em uma área de cerca de 13.527 km<sup>2</sup>, e ocorrência restrita aos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, pertencendo à Formação Rio Bonito, cuja gênese ocorreu durante o EoPermiano (KALKREUTH et al., 2008). Destacam-se duas jazidas de carvão que apresentam maiores potenciais para CBM – baseados em estudos de distribuição, grau de maturidade e profundidade das camadas de carvão: Santa Terezinha e Chico Lomã, localizadas na região nordeste do estado do Rio Grande do Sul (HOLZ; KALKREUTH, 2000).

Estudos recentes nessas jazidas avaliaram o efeito térmico das intrusões ígneas na maturação e grau de carbonificação das camadas de carvão, além da presença de metano adsorvido. Esses estudos observaram que as camadas próximas às intrusões foram impactadas em sua microporosidade e capacidade de retenção de gás. Observou-se que as camadas possuem espessuras de até 10 m, ocorrendo em profundidades acima de 40 m a quase 700 m. Estima-se que o potencial para metano de carvão estaria em torno de 6,5 bilhões de m<sup>3</sup>, porém os dados são escassos e com pouca representa-

18. A série evolutiva do carvão é dividida nas classes linhito (65-80% de C), hulha (80-93% de C) e antracito (93-98% de C). A turfa (55-65% de C) é a composição inicial, medida pelo reduzido teor de carbono.

tividade para uma estimativa precisa considerando as áreas de ocorrência do recurso (EPE, 2018; LOURENZI, 2014; SIMÃO; KALKREUTH, 2017; KALKREUTH et al., 2020). Assim é relente o desenvolvimento de estudos em outras jazidas ainda não exploradas, visando a obter estimativas mais precisas, impulsionando futuros projetos que contribuirão para uma matriz energética diversificada, segura e sustentável no longo prazo, com o aproveitamento do carvão através de tecnologias limpas.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A exploração dos recursos não convencionais depende da disponibilidade ampla de dados geológicos e da perfuração de grande número de poços. O aumento na aquisição e processamento de dados geofísicos e de sísmicas 2D e 3D, além de estudos de modelagem de sistemas petrolíferos, nas bacias classificadas como

Nova Fronteira Exploratória poderão contribuir para o enriquecimento do conhecimento sobre o potencial de não convencionais em território brasileiro. No ambiente onshore, bacias como Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, São Francisco, Solimões, Tucano Central e Tucano Sul devem ser foco de interesse para um planejamento ambientalmente consciente e economicamente sustentável dessa gama de recursos. No ambiente *offshore*, bacias como Foz do Amazonas e Pelotas podem ser opções atraentes para estudo em virtude das descobertas das bacias vizinhas na América do Sul.

É crucial conhecer o potencial brasileiro e planejar de forma ambientalmente responsável e economicamente competitiva a utilização desses recursos nas próximas décadas. Para isso, é extremamente importante a discussão sobre o tema e o aprendizado com os erros e acertos de países onde a exploração e produção de não convencionais estão mais adiantadas.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AGUIAR, L. F. 2017. Análise de atributos na identificação de feições sísmicas associadas à presença de hidratos de gás na Bacia da Foz do Amazonas. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica), Uni-versidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 61p.

AGUIAR, L. F.; DOMINGUEZ, A. C. F.; NEVES, E. H. P.; SANTOS, M. A. C.; SILVA, C. G.; SANTOS, L. A.; FREIRE, A. F. M. 2018a. Análise de atributos na identificação de feições sísmicas associadas à presença de hidratos de gás na Bacia da Foz do Amazonas. In: 49º Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, RJ.

AGUIAR, L. F.; DOMINGUEZ, A. C. F.; NEVES, E. H. P.; SANTOS, L. A.; SILVA, C. G.; FREIRE, A. F. M. 2018b. Depósitos de movimento de massa (MTD) na porção NW do Cone do Rio Amazonas: potenciais efeitos de sucessivas dissociações de hidratos de metano. In: Simpósio Brasileiro de Geologia e Geofísica Marinha, Rio de Janeiro, RJ.

AGUIAR, L. F.; FREIRE, A. F. M.; SANTOS, L. A.; DOMINGUEZ, A. C. F.; NEVES, E. H. P.; SILVA, C. G.; SANTOS, M. A. C. 2019. Analysis of Seismic attributes to recognize bottom simulating reflectors in the Foz do Amazonas Basin, Northern Brazil. Revista Brasileira de Geofísica (2019) 37(1):1-11. ISSN 0102-261X.

ALJUBORI et al., 2009. Coalbed Methane: Clean Energy for the World. Oilfield Review Summer 2009: 21, nº2 (4:13). Disponível em: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors09/sum09/coalbed\\_methane.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors09/sum09/coalbed_methane.ashx). Acesso em: janeiro de 2012.

ANP. 2012a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim Anual – Preços do petróleo, gás natural e biocombustível. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=62567>. Acesso em: jul/2020.

\_\_\_\_\_. 2012b. Perspectivas para o gás natural. Disponível em: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em: jul/2020.

ANP. 2013. Opportunities for Investments in the Brazilian Oil & Gas Industry & 1st Pre-salt Round. Disponível em: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acessado em: julho de 2020.

\_\_\_\_\_. 2014. Participações governamentais e de terceiros. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=518>. Acesso em: 10 nov. 2014.

\_\_\_\_\_. 2016. Projetos realizados: Bacia dos Parecis. Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica da ANP (PPA 2007-2014) - Resultados por bacia. Disponível em: [www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica/ppa-2007-2014/resultados-por-bacia). Acesso em: 2019.

ARAÚJO, C. C. 2003. Gênese das Ocorrências de Arenito Asfáltico da Borda Leste da Bacia do Paraná, SP. Te-se (Doutorado), Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 135p.

ARAÚJO, R. R.; ALAMADA, L.; COSTA, H. K. M. 2016. ShaleGas: os Novos Rumos do Gás Natural na América do Sul. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2016, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IBP, 2016, p. 1-10.

BASTOS, L. P.; PEREIRA, E. CAVALCANTE, D. C.; RODRIGUES, R. 2014. Estratigrafia química aplicada à Formação Codó nos furos de sondagem UN-24-PI e UN-37-PI (Aptiano/Albiano da Bacia do Parnaíba). B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 22, n. 2, p. 289-312, jul./dez. 2014.

CAMARGO, C. F. 2013. Caracterização geoeletrica de arenitos asfálticos da Formação Pirambóia, Bacia do Paraná. Dissertação (Mestrado). Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 107p.

CARNEIRO, J. T. G. 2005. Avaliação geo-econômica de campos marginais oferecidos pela ANP na Bacia do Recôncavo, Bahia, na sétima rodada de licitações. Dissertação (Mestrado) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ. 133 p.

CORREIA, T. M. B. 2011. Perspectivas de hidratos de gás para a região sul do Brasil. In: V Simpósio Brasileiro de Oceanografia, Santos, SP, 5p.

COSTA JUNIOR, N. J. R.; MAGALHÃES, E. S., 2016 - Avaliação da maturidade térmica das rochas potencialmente geradoras da bacia do Parnaíba utilizando dados de pirólise rock-eval e carbono orgânico total. - 48º Congresso Brasileiro de Geologia, Porto Alegre, RS.

DAL-CERE JR., P. R. 2012. Reservatório de gás não convencional: história de caso na Bacia do Recôncavo – Brasil. 81 p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ.

EIA. U.S. Energy Information Administration. 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC: U.S. Department of Energy, p. 6-7.

\_\_\_\_\_. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil - September 2015. Washington: U.S. Department of Energy, 2015. 30 p.

EPE. 2012. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2011-2013. Brasília: MME/EPE, 2012, 440 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Zoneamento-Nacional-de-Recursos-de-Oleo-e-Gas-2011-2013>. Acessado em: agosto de 2020.

\_\_\_\_\_. 2018. Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná. Parte 1 - Análise do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017. Nota Técnica DPG-SPT N° 01/2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-regional-da-porcao-gaucha-da-bacia-do-parana>. Acessado em: março de 2018.

\_\_\_\_\_. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: agosto de 2020.

\_\_\_\_\_. 2020. Potencial dos Recursos Não Convencionais no Brasil. Panorama do conhecimento atual e perspectivas para o futuro. Nota Técnica Interna.

ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J. L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; PAULET, J. 1977. Méthodrapide de caractérisation-desrochesmères, de leurpotentielpétrolier et de leurdegré d'évolution. Rev. Inst. Français Pétrol. p. 23-43.

FARIA, B. M. et al. Longá Formation as gasproducerreservoir: stateof art. 49° Congresso Brasileiro de Geologia, 20 a 24 de agosto de 2018. Rio de Janeiro/RJ: SBGEO-Núcleo RJ/ES. 2018.

FARIAS, K. C. C.; CRUZ, J. C. R. 2018. Caracterização sísmica de hidratos de metano do Black Ridge usando os atributos Semelhança e Envelope. In: VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salinópolis, 18 a 20 de setembro de 2018. 5p.

GAUDARDE, G. 2018. Justiça retira embargo ao fraturamento hidráulico em Sergipe. EPBR, [S.l.], 20 dez. 2018. Disponível em:<[www.epbr.com.br/justica-libera-fraturamento-hidraulico-em-sergipe/](http://www.epbr.com.br/justica-libera-fraturamento-hidraulico-em-sergipe/)>. Acesso em: 2019.

HAESER, B. S. et al. 2014. Revisão litoestratigráfica da Bacia dos Parecis e implicações para a exploração de petróleo. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014 [S.l.: s.n.].

HOLZ, M.; KALKREUTH, W. 2000. The Early Permian coal-bearing succession of the Parana Basin in southernmost Brazil: depositional model and sequence stratigraphy. Revista Brasileira de Geociências, [S.l.], v. 30, p. 424-426.

HORNBACK et al. (4 co-autores), 2008. Three-dimensional seismic imaging of the Blake Ridge methane hydrate province: Evidence for large, concentrated zones of gas hydrate and morphologically driven advection. Journal Of Geophysical Research, Vol. 113: 1 – 13.

KALKREUTH W., HOLZ M., CASAGRANDE J., CRUZ R., OLIVEIRA T., KERN M., LEVANDOWSKI J., ROLIM S. 2008. O potencial de coalbedmethane (CBM) na jazida da Santa Terezinha–modelagem 3D e avaliação do poço de exploração CBM001-ST-RS. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2):3-17.

KALKREUTH, W.; LEVANDOWSKI, J.; WENIGER, P.; KROOSS, B.; PRISSANG, R.; ROSA, A. L. 2020. Coal char-acterization and coalbed methane potential of the Chico-Lomã Coalfield, Paraná Basin, Brazil – Results from exploration borehole CBM001-CL-RS. In: *Energy Exploration & Exploitation* 0(0) 1–42. <https://doi.org/10.1177/0144598720931167>. Acesso em: agosto de 2020.

LOUREIRO, E. M. L. et al. 2017. Tectonic Framework of Parecis Basin: a Seismic-Gravity Integrated Interpretation. In: 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 6p.

LIMA, E. A. M.; LEITE, J. F. Projeto estudo global dos recursos mineiras da Bacia Sedimentar do Parnaíba: integração geológica metalogenética. Relatório Final da Etapa III. Companhia de Pesquisa de Recursos Mine-rais. Recife, p. 212. 1978.

MACHADO, C. X. 2009. A importância do hidrato de gás como fonte de energia alternativa e como possível agente de mudanças climáticas. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Geografia, Departamento de Geociências, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC, 87p.

MCCARTHY, K. et al. 2011. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. *Oilfield Review Summer*, v. 23, n. 2, p. 32-43.

MELO, F. F.; SILVA, C. G.; REIS, A. T. 2008. Hidratos de Gás no Leque Submarino do Amazonas: Ocorrência e Formação. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE GEOFÍSICA, 3., 2008, Belém. CD ROM.

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. 2003. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: Bizzi LA, Schobbenhaus C, Vidotti RM, Gonçalves JH (eds) *Geologia Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*. CPRM, Brasília, pp 541–577.

MILLER, D. J. 2008. Gas hydrates in the Brazilian continental margin: inferred occurrences and current investigations. In: SEMINÁRIO SOBRE RECURSOS MINERAIS DO ATLÂNTICO SUL E EQUATORIAL, 2008. Disponível em: <[http://www.cprm.gov.br/seminar.marine\\_minerals/powerPoint/Dr\\_Dennis\\_Gas\\_hidratos\\_of\\_the\\_Brazilian\\_Continental\\_Shelf.pdf](http://www.cprm.gov.br/seminar.marine_minerals/powerPoint/Dr_Dennis_Gas_hidratos_of_the_Brazilian_Continental_Shelf.pdf)>. Acesso em: dezembro de 2011.

MIRANDA, F. S. Pimenteiras Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil. Search and Discovery Article #10639 (2014), AAPG International Conference & Exhibition, Istanbul, 2014. 22.

MIRANDA, F. S. et al. Longá Formation as a new exploratory play in the Parnaíba Basin. Rio Oil&Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro/RJ: IBP. 2018. p. 10.

MONTALVÃO, L. C.; EIRAS, J. F. 2003. Estudo comparativo das possibilidades de aproveitamento de gás de hidratos no Brasil. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, RJ, 6p.

PETRI, S. et al. 1986. Código brasileiro de nomenclatura estratigráfica. Revista Brasileira de Geociências, v. 16, p. 372-376.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. 2007. Cartas Estratigráficas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 183-572.

REIS, D. E. S.; CAPUTO, M. V., 2007 - Potencial Industrial e Energético do folhelho pirobetuminoso formação Codó, bacia do Parnaíba. 4º PDPETRO, Campinas, SP.

SAD, A. R. E., SILVEIRA, D. P., MACHADO, M. A. P. Hidratos de gás marinhos: a mega ocorrência da Bacia de Pelotas/Brasil. In: Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, 5, São Paulo: SBGF, Re-sumos Expandidos, v.1, p.71-74, 1997.

SAD, A. R. E. et al. 1998. Marine Gas Hydrates along the Brazilian Margin. Abstract ABGP/AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, 1998.

SETTA, F.; BERGAMASCHI, S.; RODRIGUES, R.; JONES, C.; CHAVES, H.; BRITO, M.; PEREIRA, E. 2020. The volumetric potential assessment of the oil shales of Tremembé Formation, Taubaté Basin, Brazil. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2020) 10:1835–1848. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00846-z>.

SCHENK, C. J. et al. 2017. Assessment of continuous oil and gas resources of Solimões, Amazonas, and Parnaíba Basin Provinces, Brazil, 2016. No. 2017-3009. US Geological Survey. Disponível em: <https://doi.org/10.3133/fs20173009>. Acesso em: julho de 2020.

SILVA FILHO, P. S. L.; BRIÃO, F. S. 2019. A exploração de areias betuminosas do Canadá: Método utilizado e impactos ambientais. In: Congresso Nacional de Pesquisa e Ensino em Ciências. 4p.

SIMÃO, G; KALKREUTH, W. 2017. O carvão da Jazida de Morungava (RS, Brasil): Caracterização petrográfica, química e tecnológica das camadas de carvão do poço de exploração CBM 001-MO-RS. Pesquisas em Geociências, 44 (2): 323-343, maio/ago. 2017.

SPE. 2011. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (2011). Disponível em: <http://www.spe.org/industry/docs/>

PRMS\_Guidelines\_Nov2011.pdf. Acesso em: 29 dez. 2011.

THIBES, A. W. 2016. A produção de hidrocarbonetos a partir dos folhelhos ricos em matéria orgânica da Formação Codó, Bacia do Parnaíba, utilizando a tecnologia de retortagem in situ. 47 p. Monografia(Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ.

TONG, X.; ZHANG, G.; WANG, Z.; WEN, Z.; TIAN, Z.; WANG, H.; MA, F.; WU, Y. 2018. Distribution and potential of global oil and gas resources. *Petroleum. Explor. Develop.*, 45(4): 779-789. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30081-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30081-8). Acesso em: julho de 2020.

VAZ, P. T. et al. 2007. Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 253-263.

VILELA, P. C et al. 2020. Caracterização do limite Paleozoico-Neoproterozoico da Bacia dos Parecis. In: *Proceedings of the Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2020.

WEC. World Energy Council. 2010. 2010 Survey of Energy Resources. Relatório Técnico. Londres: World Energy Council, 2010, 618 p. Disponível em: <[www.worldenergy.org/assets/downloads/ser\\_2010\\_report\\_1.pdf](http://www.worldenergy.org/assets/downloads/ser_2010_report_1.pdf)>. Acesso em: 2011.

WEC. World Energy Council. 2016. World Energy Resources Unconventional gas, a global phenomenon. Londres: World Energy Council, 2016. 56 p.

ZOU, C.; YANG, Z.; HUANG, S.; MA, F.; SUN, Q.; LI, F.; PAN, S.; TIAN, W. 2019. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas. *Petroleum. Explor. Develop.* 46(3): 451-462. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60026-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60026-1). Acesso em: agosto de 2020.

# 3

CAPÍTULO

# Potencial de exploração de não-convencionais

---

No final da década de 2000, houve uma grande revolução no mercado energético mundial por ocasião da exploração dos *oil shales* e *gas shales* (folhelhos oleígenos e folhelhos gasógenos) e produção crescente de petróleo e gás natural oriundos dessas rochas, consideradas como reservatórios não convencionais de hidrocarbonetos (Slatt, 2011). Muitos países reverteram suas fracas economias, tornando-se, por um breve período de tempo, autossuficientes na produção de petróleo e gás natural, enquanto outros países relutavam em aderir a exploração, devido principalmente a questões ambientais, embora com vastas ocorrências dessas rochas em seus territórios (KPMG, 2014).

Embora os folhelhos orgânicos possam gerar óleo e/ou gás naturalmente e mantê-los armazenados, a maioria só é viavelmente econômica por meios de técnicas industriais de extração do óleo e gás, ou seja, a ocorrência de folhelhos orgânicos não significa que estejam necessariamente preenchidos por óleo, betume ou gás natural, mas, sim, são constituídos por altos teores de matéria orgânica, caracterizando-os como rochas sedimentares orgânicas (Tucker, 1991). Somente através de técnicas químicas como destilação fracionada ou aquecimento gradual (pirólise), pode-se converter a matéria orgânica presente e, assim, extrair o óleo ou o betume. Esse é o caso dos folhelhos orgânicos da Formação Irati<sup>19</sup>. Assim, designá-los

---

19. A Formação Irati constitui o registro do Permiano Inferior (278,4 milhões de anos) da Bacia do Paraná, cujas rochas pelíticas, carbonáticas e evaporíticas abrangem os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Goiás.

como rochas oleígenas ou betuminosas é ainda um grande equívoco na literatura, pois a transformação in natura da matéria orgânica em óleo, betume ou gás natural requer condições físicas, químicas e geológicas específicas. Por esse motivo optou-se, ao longo do texto, chamá-los de folhelhos orgânicos.

O interesse pelo óleo extraído dessas rochas (denominado “óleo de xisto”) não é recente. No final do Século XVIII os Estados Unidos já obtinham óleo e querosene a partir do “xisto betuminoso1”. Em 1840 a França inicia a sua produção e, em 1850, foi a vez da Escócia, precedida pela Inglaterra, acreditando serem suficientes para suprir as necessidades internas do país, em substituição ao carvão (McKee, 1925; Leith, 1931). No caso dos Estados Unidos, com a perfuração do primeiro poço de petróleo convencional em 1859, a exploração do folhelho oleígeno foi praticamente abandonada. O “óleo de xisto” tornou-se antieconômico e sua extração tornou-se viável apenas em situações estratégicas, como no caso da Segunda Guerra Mundial e, em 1973, com a crise mundial do petróleo.

Para fins de contextualização histórica, apesar de tratar-se de folhelhos será mantida a denominação “xisto pirobetuminoso”, por referir-se a uma herança linguística de Portugal, local onde este tipo de rocha é nomeado como xisto.

No Brasil, diversas bacias sedimentares terrestres contêm formações geológicas potenciais à geração e armazenamento de hidrocarbonetos, como visto no Capítulo 2.

## HISTÓRICO EXPLORATÓRIO DOS FOLHELHOS ORGÂNICOS NO BRASIL

Assim como em outros países, no Brasil os estudos geológicos e geoquímicos dos folhelhos orgânicos como potenciais geradores de hidrocarbonetos remetem a um período anterior à exploração e produção de petróleo e gás natural a partir de reservatórios convencionais. Em um país cuja demanda por combustíveis e derivados de petróleo era suprida por companhias estrangeiras e sem perspectiva de ocorrência de grandes reservatórios de hidrocarbonetos em território nacional, o Brasil, em plena expansão econômica, ficava na total dependência do fornecimento dessas companhias, muitas vezes na iminência de cessação ou limitação do fornecimento.

São várias as bacias sedimentares terrestres brasileiras com diversas idades que comportam folhelhos orgânicos potenciais a geração e armazenamento de hidrocarbonetos. A maioria está localizada nas regiões Norte e Nordeste. Aqui será abordada a potencialidade da Bacia do Paraná no Estado do Rio Grande do Sul.

Historicamente, as primeiras manifestações de interesse no folhelho oleígeno surgiram ainda durante o reinado de D. Pedro II, o qual, em 1858, assinou concessões de lavras para a pesquisa de carvão e betume (Milani & Araújo, 2003). No mesmo ano, o Marquês de Olinda assinara o decreto nº 2266, concedendo a José de Barros Pimentel o direito de extrair carvão e “xisto betuminoso” às margens do Rio Marau (Bahia). Em 1864, o Decreto Imperial nº 352-A concedeu ao

inglês Thomas Sargent o direito de prospectar o “xisto betuminoso” em Camamu (Bahia) (Azevedo & Terra, 2008). Em Codó (MA) Gonzada Campos montou uma destilaria para fornecer gás a São Luís a partir dos folhelhos da Formação Codó (Bacia do Parnaíba). John Cameron Grant e Lorde Walsihgam instalaram, em 1884, em João Branco (BA) uma usina para a produção de óleo e parafinas. Em Alagoas, José Bach iniciou a exploração do xisto do Riacho Doce, em 1918. No Vale do Paraíba, o escocês Larlos Normaton cedeu, em 1881, sua concessão à Companhia de Gás e Óleos Taubaté para produzir óleo, gás e parafina. O interesse pelo xisto betuminoso do Vale do Paraíba durou até meados da década de 1940, com sucessos e frustrações.

A partir das décadas de 1920 e 1930, as atenções se voltaram aos estados da região Sul, principalmente ao Paraná, onde os folhelhos orgânicos da Formação Irati já eram considerados os mais economicamente promissores, fato confirmado quando, em 1940, Roberto Angewitz destilou o óleo dessas rochas no quintal de sua casa. Mas foi o professor Ludovico João Weber o mentor para a implantação da planta piloto de Irati, em 1948. Em setembro de 1950 estava criada a Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso, a qual,

em 1954, com a criação da PETROBRAS, se converteria em Superintendência da Industrialização do Xisto (SIX) com a construção, em 1959, de uma usina para testar em escala semi-industrial o processo PETROSIX, tecnologia para a extração do betume e derivados dos folhelhos oleígenos da Formação Irati em São Mateus do Sul (PR). A partir daí o país criou infraestrutura para a exploração do “xisto”. Devido ao baixo teor de umidade, o “xisto Irati” proporcionava maior recuperação do óleo e fornecia energia necessária ao processamento, além de reservas medidas da ordem de 2 bilhões e 700 milhões de barris/óleo e 4 mil toneladas de enxofre, suficiente para sustentar a produção de 200 mil barris/dia por 30 anos (CP, 1982). Em 1972 entrou em operação a Usina Protótipo de Irati (UPI), cuja primeira década de produção gerou mais de um milhão de barris de óleo (CP, 1982). Seus principais produtos são: gás combustível utilizado na própria indústria, enxofre com pureza acima de 99,9%, nafta e óleo leve, suprimindo a demanda da indústria de cerâmica de Santa Catarina e do Paraná. O enxofre abastece as indústrias de papel de Santa Catarina e Paraná desde 1975. A nafta, o óleo de xisto e a mistura de ambos são enviados à Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), no Paraná.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AZEVEDO, Ricardo LatgéMilward; TERRA, Gerson José Salamoni. 2008. A busca do petróleo, o papel da Petrobras e o ensino da Geologia no Brasil. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 16(2): 373-420.

CP. 1982. A Industrialização do Xisto no Brasil. Cadernos Petrobras 6, Serviço de Comunicação Social da Petrobras, Rio de Janeiro, RJ. 80p.

KPMG, Outlook 2014. KPMG Global Energy Institute, 2014.

McKEE, Ralph H. 1925. Shale Oil: New York. Chemical Catalog Co.

MILANI, E.J. & ARAÚJO, L.M. 2003. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L. A. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: texto, mapas & SIG. Serviço Geológico do Brasil, CPRM, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Minas e Metalurgia.

SLATT, Roger M. Important geological properties of unconventional resource shales. 2011. Central European Journal of Geosciences, v. 3, n. 4, p. 435-448.

TUCKER, Maurice E. Sedimentary petrology: an introduction to the origin of sedimentary rocks. John Wiley & Sons, 1991.

**Milton J. Porsani**

UFBA - CPGG- Pós-Graduação em Geofísica– Salvador – BA

**Michael Holz**

UFBA - Pós-Graduação em Geofísica e PROSEDGEO-Consultoria e Treinamento

**3.1 BAHIA**

A Bahia, com seu pioneirismo e história de sucesso na produção comercial de petróleo na Bacia do Recôncavo, possui significativo potencial exploratório. Embora as atividades de exploração e produção estejam em declínio, devido ao baixo fator de recuperação de poços em campos produtores e ao desinvestimento da Petrobras na exploração em áreas terrestre, desperta interesse o potencial de gás associado aos folhelhos da Formação Candeias, que são rochas geradora+reservatório de gás, pois possuem valores elevados de carbono orgânico total e maturação térmica adequada. A localização privilegiada da Bacia do Recôncavo, em relação aos centros consumidores, aumenta a importância dos reservatórios de baixa permeabilidade no cenário de E&P do estado.

Neste capítulo, será apresentado o contexto geológico das áreas terrestres potenciais para exploração em reservatórios não convencionais, com maior ênfase na Bacia do Recôncavo. Será dado destaque, ainda, à importância e ao poten-

cial dos dados geofísicos disponíveis no BDEP/ANP<sup>20</sup>, às contribuições da UFBA na formação de recursos humanos para a E&P e à importância do reprocessamento de dados sísmicos e da interpretação sismoestratigráfica na investigação do potencial de *shale gas* do Estado da Bahia.

### CONTEXTO HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO NO ESTADO E IMPORTÂNCIA PARA O DESENVOLVIMENTO REGIONAL

A Bahia possui forte predominância na sua matriz energética de fontes não renováveis - 66,8% - com grande peso para os derivados de petróleo. Com seu pioneirismo na produção comercial de petróleo no Brasil, a Bahia apresenta uma história de sucesso na exploração da Bacia do Recôncavo, a primeira bacia produtora do Brasil.

A primeira descoberta de petróleo deu-se em um bairro do subúrbio de Salvador, em janeiro de 1939. Passados quatro anos desde a primeira descoberta, a exploração de hidrocarbonetos na Bacia iniciou em 1943, controlada pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e, até 1954, quando a Petrobras obteve o monopólio da área, foram descobertos os campos de Candeias (1941), Aratu e Itaparica (1942), Dom João (1947) e Água Grande (1952). O monopólio estendeu-se até 1997, quando foi criada a ANP e as empresas estrangeiras começaram a operar no país. No período de exclusividade, a Petrobras descobriu campos importantes como Buracica, Miranga, Araçás, Taquipe, Fazenda

20. BDEP/ANP = Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Imbé, Fazenda Alvorada, Rio do Bu, Fazenda Bálsamo e Riacho da Barra. Desde 1939, foram perfurados mais de 6.400 poços e, atualmente, existem ali cerca de 1.700 poços em produção.

A despeito do declínio das atividades de exploração, desperta grande interesse o potencial de hidrocarbonetos associado a reservatórios não convencionais, ou de baixa permeabilidade, ainda não explorados. Esse é o caso do gás de folhelho (*shale gas*). Trata-se de um tema de grande importância socioeconômica, com potencial de geração de emprego e renda, e de aumento das receitas dos municípios, que pode impactar diretamente o desenvolvimento econômico, social e cultural das comunidades locais baianas.

A produção e comercialização de gás, depende fortemente da localização de centros consumidores. Quanto menor a distância entre o polo produtor e o polo consumidor, melhor, haja vista a dificuldade operacional e os custos de gasodutos. Por isso, a localização privilegiada da Bacia do Recôncavo, em relação aos centros consumidores e à infraestrutura instalada de dutos e a facilidade de distribuição, aumentam sua importância no cenário de E&P dos reservatórios não convencionais. Entretanto, o método de faturamento das rochas, utilizado na produção do gás, tem causado grande preocupação com o risco de contaminação de aquíferos. Na Bahia isso é particularmente importante, porque uma das principais unidades de rocha capeadora dos sistemas petrolíferos da Bacia também é o principal aquífero da região. Trata-se da Formação São Sebastião, unidade rochosa que forma o aquífero

que abastece a capital e toda a região metropolitana de Salvador.

Este fato demanda estudos sobre a avaliação do risco exploratório e, nesse sentido, é muito importante a participação do Estado nos investimentos em Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I), promovendo a interação entre os setores acadêmico e industrial, com proposição de convênios e acordos de cooperação para projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e programas de formação de Recursos Humanos (RHs) para o setor P&G.

Alguns dos principais desafios na exploração de reservatórios não convencionais, na Bahia, são: a formação de Recursos Humanos qualificados para as áreas de E&P e de regulação, a avaliação em grau de detalhe de áreas potenciais para exploração de O&G, em reservatórios de baixa permeabilidade e a redução dos riscos de contaminação ambiental.

## CONTEXTO GEOLÓGICO

A mais antiga área sedimentar na Bahia é a Bacia de São Francisco, que se estende desde a região norte de Minas Gerais, ocupando quase quatrocentos mil quilômetros quadrados. Essa bacia, junto com a sub-bacia de Irecê (Figura 3.1A), estabeleceu-se no interior do supercontinente de Rodínia, há dois bilhões de anos, na Era geológica chamada Proterozóico. O Rodínia tinha uma configuração bem diferente do mapa-múndi atual, e bastante diferente da configuração do conhecido "Continente de Pangea",

que existiu entre o Permiano e o Jurássico (~250 a 130 Ma - milhões de anos<sup>21</sup>). A evidência mais popularmente conhecida dessa área sedimentar é a Chapada Diamantina, a 350 km a oeste da capital Salvador. Por ser muito antiga, mesmo em termos de escala geológica, essa bacia é toda formada por rochas metassedimentares (ou seja, rochas que sofreram certo grau de metamorfismo) e não têm reservatórios de hidrocarbonetos na sua forma líquida. Evidências de gás natural em Minas Gerais levaram a ANP a licitar blocos exploratórios a partir da 7ª rodada (em 2005) e levaram algumas empresas a explorar a Bacia de São Francisco, naquele estado, embora sem resultados interessantes ou economicamente viáveis.

A bem afamada Bacia do Recôncavo, por sua vez, apresenta um contexto geológico muito diferente. Embora se trate de uma bacia sedimentar relativamente pequena (~ 11,5 mil km<sup>2</sup>), é a mais “conhecida” no Brasil, pois é o berço da indústria de petróleo do nosso país.

Geologicamente, essa bacia faz parte de um “rasgo” continental que se instalou, quando ocorreu a separação dos continentes da África e da América do Sul, no Cretáceo (130 milhões de anos atrás). O principal rasgo (também denominado pelo termo em inglês *rift*) instalou-se na zona, onde hoje está o litoral da Bahia, estendendo-se para sul e para norte, e formando parte do litoral brasileiro.

Ali, instala-se uma série de bacias *rift*, das quais a Bahia tem Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada, Camamu e Jacuípe. Uma outra parte do rasgo continental estendeu-se para dentro do que hoje é o estado da Bahia e abriu-se para norte, em direção a Pernambuco, instalando uma série de bacias *rift*, que são as bacias de Recôncavo, Tucano e Jatobá (Figuras 3.1A e 3.1B). Esse rasgo, contudo, não se desenvolveu por completo, parando onde hoje se situa a região limítrofe entre Bahia e Pernambuco. A geologia designa esse tipo de *rift* continental como “abortado” porque não evoluiu para o estágio de ruptura completa e a separação dos continentes com um oceano entre eles. É interessante notar que, caso esse rasgo tivesse evoluído, a parte leste da Bahia e um pequeno pedaço de Pernambuco seriam uma ilha, que poderia estar mais ou menos como Madagascar está para a África - uma grande ilha no litoral.

As bacias de “rasgos” ou *riffts* formam depressões assimétricas e resultam em uma série de vales estruturados por grandes falhas geológicas, que têm algumas dezenas de quilômetros de comprimento e são de alto ângulo. Devido ao movimento tectônico, produzindo o estiramento da crosta e o afastamento entre os continentes, vales de *riffts* se movimentam ao longo das falhas, produzindo bacias cada vez mais profundas, fato importante para a geração de reservatórios de hidrocarbonetos.

21. Trata-se de uma convenção na geologia, essas abreviaturas para as idades das rochas. Veja: ka= milhares de anos(kilo); Ma=milhões de anos (mega); Ga=bilhões de anos (giga).

Assim, bacias *rift*, como a do Recôncavo, iniciam sua história sedimentar com desenvolvimento de sistemas fluviais e lacustres: uma rede de drenagem formada por canais de rios instala-se e a parte mais profunda transforma-se em um lago, com uma linha de costa - um "litoral lacustre", e uma zona bem profunda junto à falha, com lâminas d'água de mil metros ou mais (Figura 3.1C). Essa zona mais profunda do lago recebia sedimentos lamosos e eventual contribuição de sedimentos arenosos vindos da margem do lago. A parte lamosa da sedimentação no fundo do lago *rift*, devido à sua granulometria bem fina e à presença de matéria orgânica, constitui o que se

chama de "rocha geradora", enquanto os depósitos arenosos intercalados constituem a "rocha reservatório" da bacia.

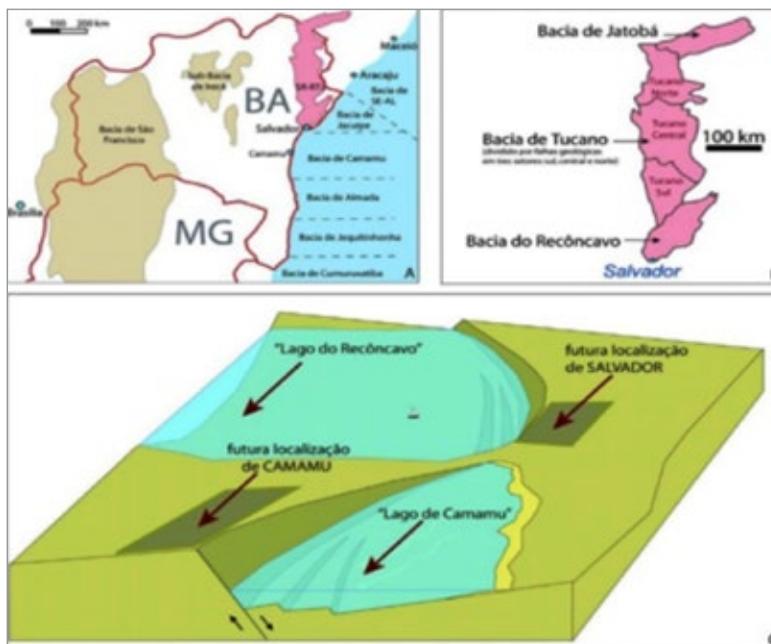
Para dar uma ideia da distribuição espacial dessa bacia: no Cretáceo, o litoral do "Lago do Recôncavo" estendia-se mais ou menos na direção nordeste-sudoeste na região, onde hoje fica a cidade de Feira de Santana, embora o limite geológico atual da bacia não seja ali, devido à erosão que elimina a zona marginal de qualquer bacia sedimentar. Já a parte mais profunda do "Lago do Recôncavo" era onde ficam, atualmente, os municípios de Miranga e de Camaçari.

### FIGURAS 3.1

(A) localização das bacias sedimentares da Bahia. Note que o SR-RTJ (Sistema de Rift Recôncavo-Tucano-Jatobá) se estende desde a região da capital baiana até a região sul de Pernambuco.

(B) Detalhamento da compartimentação do SR-RTJ. A parte com maior volume de rochas reservatório geradoras de gás fica no sul, na parte da Bacia do Recôncavo.

(C) Esquema básico de um sistema de rift continental: falhas geram vales, onde um lado é mais raso que o outro. Lagos se formam, e na sua parte mais profunda, o sedimento acumulado ao longo dos milhões de anos forma a rocha geradora de hidrocarbonetos nesse tipo de bacia. Essa seria a paleogeografia no Cretáceo. Juntando as duas áreas de "futura localização" tem-se aproximadamente a linha de costa atual da Bahia.



Fonte: modificado de Holz (2012).

## ÁREAS POTENCIAIS PARA SHALE GAS NA BAHIA

No período de exclusividade (1954-1997), a Petrobras descobriu campos importantes como Buracica, Miranga, Araçás, Taquipe, Fazenda Imbé, Fazenda Alvorada, Rio do Bu, Fazenda Bálsamo e Riacho da Barra. Mas isso é passado. Atualmente, nenhuma empresa petroleira grande opera campos na Bacia do Recôncavo. A Petrobras fechou campos e devolveu para a ANP muitos blocos exploratórios e, com esse cenário de relativo abandono da atividade em reservatórios convencionais, o potencial de não convencionais da bacia entrou em foco, inclusive acompanhando a tendência mundial de busca por fontes alternativas de energia.

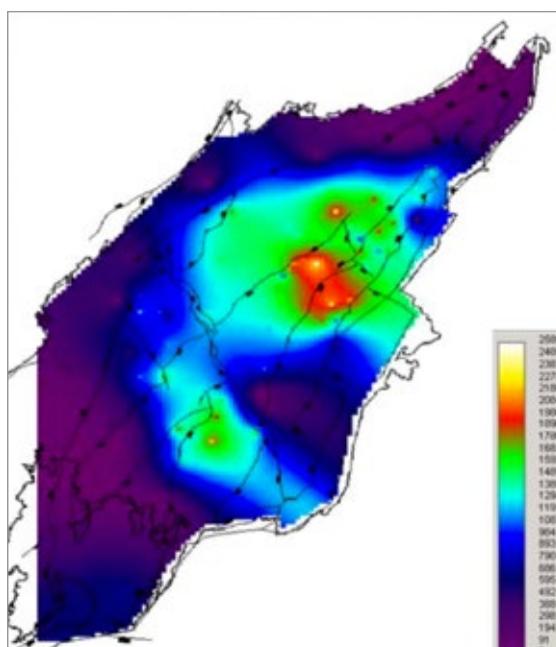
Mas por que só a Bacia do Recôncavo, se o estado da Bahia possui tantas bacias sedimentares? Além de algumas razões geológicas, o principal motivo é que a efetiva produção de *shale gas* depende do processo de *fracking*, que é uma técnica melhor aplicável apenas em áreas terrestres, por motivos operacionais e técnicos. Assim, embora geologicamente as bacias *rift offshore*, como as antes mencionadas bacias de Camamu e de Almada, tenham potencial similar à Bacia do Recôncavo, essas áreas não são interessantes para a exploração de shalegas devido à dificuldade técnica e à relativa inviabilidade econômica de *fracking* em áreas oceânicas.

A Bacia do Recôncavo, por sua vez, além de ser integralmente terrestre, apresenta um potencial elevado em função do contexto geológico acima

resumido: as rochas lamosas, estratigraficamente conhecidas como “Membro Gomo da Formação Candeias”, ocorrem em abundância na bacia. A referida unidade estratigráfica Candeias possui até cinco mil metros de espessura, contém entre 0,7 e 3% de carbono orgânico e está em profundidades adequadas para ter gerado gás. No projeto GasBras, a equipe da UFBA está mapeando essas áreas com uso de dados sísmicos 2D e 3D e avaliando essas ocorrências, lembrando que, do ponto de vista da análise estratigráfica, fundamentalmente a exploração de *shale gas* envolve três aspectos: presença efetiva de folhelho (ou seja, a rocha “geradora + reservatório” do gás), presença de ilita ou outro argilomineral favorável à adequada plasticidade do folhelho (lembrando que um folhelho deve ter uma reologia adequada para um *fracking* eficiente, sendo que a presença desses argilominerais determina a maior ou menor fraturabilidade das rochas).

Um exemplo do resultado obtido nesse tipo de estudo é apresentado na Figura 3.2, que mostra o mapa de espessura “sísmica” (tempo sísmico duplo) da principal unidade geradora de gás. Pelos resultados alcançados, pode-se afirmar que as zonas mais favoráveis têm espessuras entre 1500 e 1900 metros, e profundidade mínima entre 900 e 1000 metros. As duas áreas, que se destacam com as cores mais quentes no mapa da Figura 3.2, são justamente os anteriormente citados baixos de Camaçari e Miranga. Fora dessas duas áreas, a exploração de shalegas não é favorável porque as espessuras são muito baixas e/ou as profundidades inadequadas.

FIGURA 3.2. MAPA DE ESPESSURA (EM TEMPO SÍSMICO) DA UNIDADE GERADORA DE GÁS, NA BACIA DO RECÔNCAVO. A ÁREA EM VERMELHO, QUE CORRESPONDE A ESPESSURAS DA ORDEM DE 2 MIL METROS, É O CHAMADO BAIXO ESTRUTURAL DE MIRANGA



Fonte: GETA/UFBA.

### TIPO E IMPORTÂNCIA DOS DADOS DISPONÍVEIS

Cerca de 300.000 km lineares de linhas sísmicas terrestres e 800.000 km de linhas marítimas adquiridas pela Petrobras, nas décadas de 80 e 90, de 29 bacias sedimentares brasileiras, são atualmente de domínio público e encontram-se disponíveis no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP/ANP). O acervo, em formato digital, inclui diversos tipos de dados geológicos e geofísicos (de testemunhos de perfurações, de perfilagem de poços, de levantamentos sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, gamaespectrométricos, eletromagnéticos).

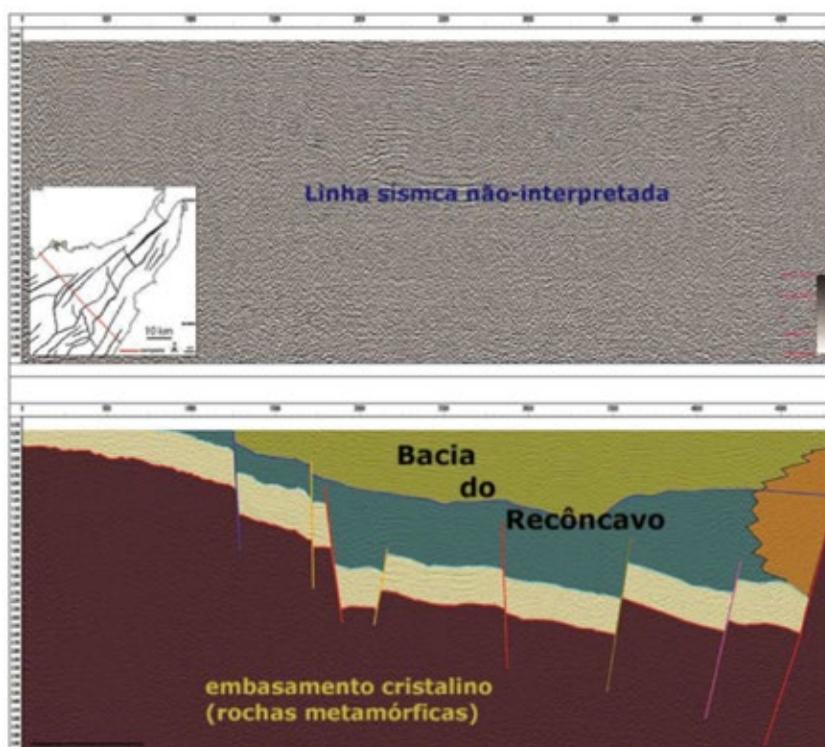
No estudo dos reservatórios não convencionais, o reprocessamento dos dados sísmicos disponíveis no BDEP, adquirem uma importância especial, devido ao baixo custo operacional e à rapidez na obtenção de novos resultados, comparado com o custo e tempo envolvido na aquisição de dados novos. E o que é um "reprocessamento"? Lembrando que um dado sísmico é essencialmente o registro de campos de ondas sísmicas gerados por fontes artificiais, formando os chamados sismogramas, que, através do processamento sísmico, permitem a obtenção de uma imagem do subsolo, grosseiramente análogo ao processo de ultrassonografia, onde a imagem é formada a partir da onda de som.

No entanto, a imagem formada por ondas sísmicas é muito complexa, e o processamento sísmico é essencialmente um tratamento matemático e computacional aplicado ao conjunto de dados sísmicos. Dessa forma, é possível filtrar os dados, gerar a imagem sísmica, realçar estruturas, destacar a presença de zonas de baixa den-

sidade, ou de baixa frequência, (indicativas de hidrocarbonetos), possibilitando ao intérprete - o sismoestratígrafo - ver a geologia de subsuperfície e determinar as áreas e profundidades de interesse. A Figura 3.3 mostra um exemplo do que estamos falando, com as imagens de uma linha sísmica, processada e interpretada.

**FIGURA 3.3: EXEMPLO DE LINHA SÍSMICA DA BACIA DO RECÔNCAVO. COM 50 KM DE COMPRIMENTO, MOSTRA UM IMAGEAMENTO DAS FEIÇÕES GEOLÓGICAS ATÉ UMA PROFUNDIDADE DE APROXIMADAMENTE 4.7 KM. ACIMA: A LINHA NÃO-INTERPRETADA (VEJA A SUA LOCALIZAÇÃO NO MAPA INSERIDO).**

Abaixo: a interpretação geológica, com as unidades estratigráficas destacadas por cores. As linhas subverticais são falhas geológicas, e a feição em laranja (a direita) representa um sistema de leques aluviais junto à falha principal dessa bacia *rift*



Fonte: GETA/UFBA.

Em resumo, de posse de imagens sísmicas de uma bacia sedimentar e dados de perfis de poços, o intérprete efetua (i) a identificação e o mapeamento sísmico regional das principais sequências deposicionais; (ii) a análise estratigráfica, a identificação e o mapeamento de facies sedimentares e elementos estruturais e estratigráficos que caracterizam os sistemas petrolíferos da bacia sedimentar; e (iii) a identificação de novos alvos exploratórios, tendo por base as feições estruturais e/ou estratigráficas de sistemas conhecidos na bacia. Esse é o trabalho que a equipe do CPGG/UFBA realiza.

## RECURSOS HUMANOS

A UFBA atua fortemente na formação de recursos humanos na área geral de geofísica de exploração e, especialmente, na de processamento e interpretação de dados sísmicos de bacias sedimentares. Essa atuação teve início em 1982 por meio do “Programa de Formação de Mestres e Doutores em Geofísica de Exploração de Petróleo”, criado em 1982, no Programa de Pós-Graduação em Geofísica e Geologia (PPPG/UFBA) e financiado pela Petrobras/FINEP/CNPq.

Com as mudanças na legislação do petróleo (Lei No. 9.478/97), a ANP deu início, em 1999, ao Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás-PRH-ANP/MCT. A UFBA, através do Instituto de Geociências e, posteriormente da Escola Politécnica, foi uma das primeiras instituições de ensino superior a participar do PRH/ANP. Algumas centenas de publicações

e trabalhos (de conclusão de curso de graduação, dissertações de mestrado, teses de doutorado) foram concluídos e estão disponíveis no formato pdf, nos endereços:

<http://www.pggeofisica.ufba.br/teses>

<http://www.pggeofisica.ufba.br/dissertacoes>

Também com o apoio da ANP, FINEP, CNPq e empresas do setor de O&G (PETROBRAS, PANORO ENERGY, GEOPARK E&P) vários estudos e projetos de P&D têm sido executados na UFBA e destinados a avaliação do potencial petrolífero da Bacia do Recôncavo. Dessa forma, há um aumento do conhecimento sobre reservatórios petrolíferos de campos maduros, bem como do potencial associado a reservatórios de baixa permeabilidade. Estes estudos, concluídos ou em andamento na UFBA, estão alinhados com os objetivos do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Terra (REATE 2020), criado em 2019 pelo MCTI. Assim, os alunos dos cursos de geofísica e de geologia, dos níveis de graduação, mestrado e doutorado, desenvolvem suas pesquisas com o viés tanto acadêmico (i.e, científico, enfocando conceitos e modelos) quanto prático-aplicativo (i.e. uso dos resultados na indústria).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

De todas as bacias sedimentares no território da Bahia, a mais promissora para reservatórios não convencionais, em especial de *shale gas*, é a Bacia do Recôncavo, berço da indústria petrolífera brasileira, mas agora em declínio no que

tange a reservatórios convencionais de óleo e gás. Os motivos do seu potencial são vários, tanto geológicos quanto técnicos e de logística:

- trata-se de uma bacia terrestre, que permite perfeitamente o processo de exploração e produção, conhecido como fraturamento hidráulico ou *fracking*;
- registra uma sucessão de rochas argilosas (os folhelhos ou *shales*) muito espessa e em profundidades adequadas para ter gerado gás;
- as áreas geologicamente mais promissoras ficam próximas de centros de consumo, viabilizando economicamente a produção de gás;
- existe um conjunto muito grande de dados sísmicos e de perfurações, disponíveis através do BDEP da ANP, que permitem a pesquisa e avaliação desse potencial, envolvendo desde o reprocessamento de dados antigos até a interpretação, sob a ótica da moderna sismoestratigrafia.
- existe expertise local em pesquisa científica dessa bacia, representada pelo grupo de professores, pesquisadores e estudantes de graduação e pós-graduação do Instituto de Geociências da UFBA, que podem atender a demandas de processamento e interpretação

de dados sísmicos, bem como por profissionais autônomos, exploracionistas egressos da academia, da Petrobras e de empresas do setor P&G.

O principal senão nesse cenário de favorabilidade da Bacia do Recôncavo para *shale gas*, ao lado da dificuldade econômico-financeira das empresas e do preço das *commodities*, é a questão da água subterrânea. A região mais densamente habitada na Bahia abrange a capital Salvador e as cidades vizinhas, tais como Lauro de Freitas e Camaçari. Esses polos habitacionais são abastecidos pelo aquífero São Sebastião, uma unidade geológica estratigraficamente acima do intervalo dos folhelhos geradores. Assim, acidentes eventuais no fraturamento hidráulico, que resulte em vazamento do gás de folhelho, podem afetar o aquífero e comprometer a qualidade da água para o uso humano. Este é um ponto bastante sensível na implantação de empreendimentos de *shale gas*, onde se espera que o desenvolvimento tecnológico das técnicas de monitoramento e hidrofraturamento, juntamente com o aperfeiçoamento do sistema de licenciamento ambiental venham conferir maior segurança a essa atividade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil. Comitê Temático de Meio Ambiente. Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural CTMA/PROMINP - Projeto MA 09, maio 2016.

Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres REATE 2020. Relatório Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás Onshore. Resumo Bibliográfico das Bacias Onshore, julho 2020.

EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p.

MENDES, A.P. do A., Teixeira, C.A.N., Rocio, M.A.R, e Prates, H.F., 2019. Produção de petróleo terrestre no Brasil. BNDES, Rio de Janeiro, v. 25, n. 49, p. 215-264.

MME. Ministério de Minas e Energia. 2020. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis. Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Brasília.

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

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.

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

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 p., UFBA. 2002.

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.

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 No 37/2018. 2018.

Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, REATE 2020. Relatório Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás Onshore

Plano de Comunicação sobre Atividades de Exploração e Produção de Recursos Não Convencionais - PCRNC, julho 2020

Holz M., 2012. Estratigrafia de Sequências: histórico, princípios e aplicações. 1a. Edição, Interciência, 272 p.

**René Rodrigues, Egberto Pereira e  
Sérgio Bergamaschi -  
Faculdade de Geologia - UERJ**

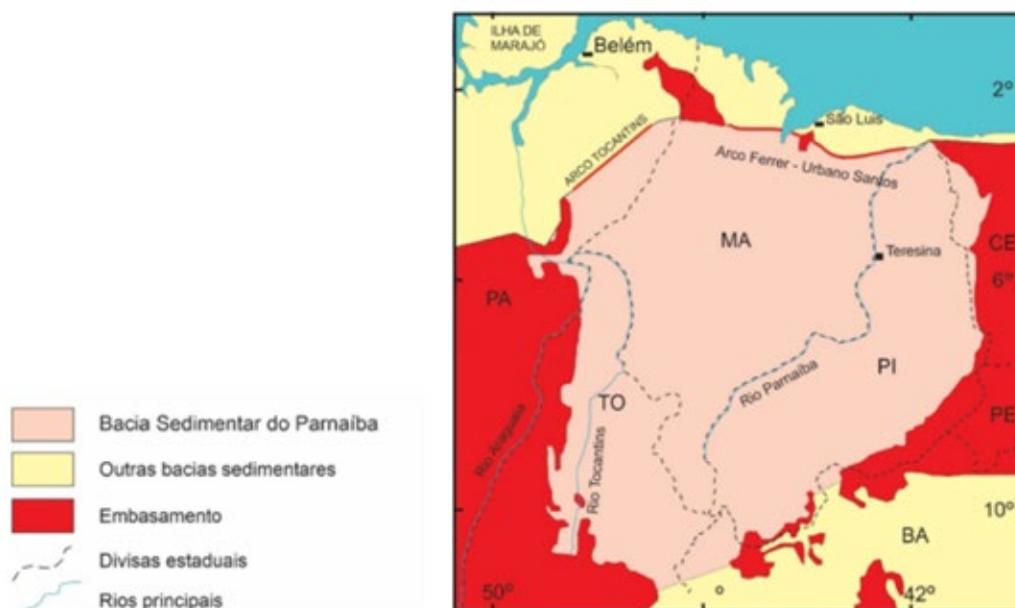
### 3.2 MARANHÃO E PIAUÍ

#### CONTEXTO GEOLÓGICO

Os estados do Piauí e Maranhão têm sua extensão territorial quase toda assentada sobre a Bacia do

Parnaíba. A Bacia do Parnaíba, anteriormente também denominada Bacia do Maranhão, distribui-se por uma área aproximadamente circular, com cerca de 600.000 km<sup>2</sup> de extensão, situada no nordeste ocidental do território brasileiro. Abrange além de parte dos estados do Piauí e Maranhão, também áreas dos estados de Tocantins, Pará, Ceará e Bahia (Figura 3.4). A espessura da coluna sedimentar desta bacia é de cerca de 3.500 m no depocentro<sup>22</sup>, sendo que a espessura sedimentar média da bacia é de cerca de 2.000 m.

FIGURA 3.4: MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA BACIA DO PARNAÍBA.



Fonte: Modificado de Miranda et al. (2018).

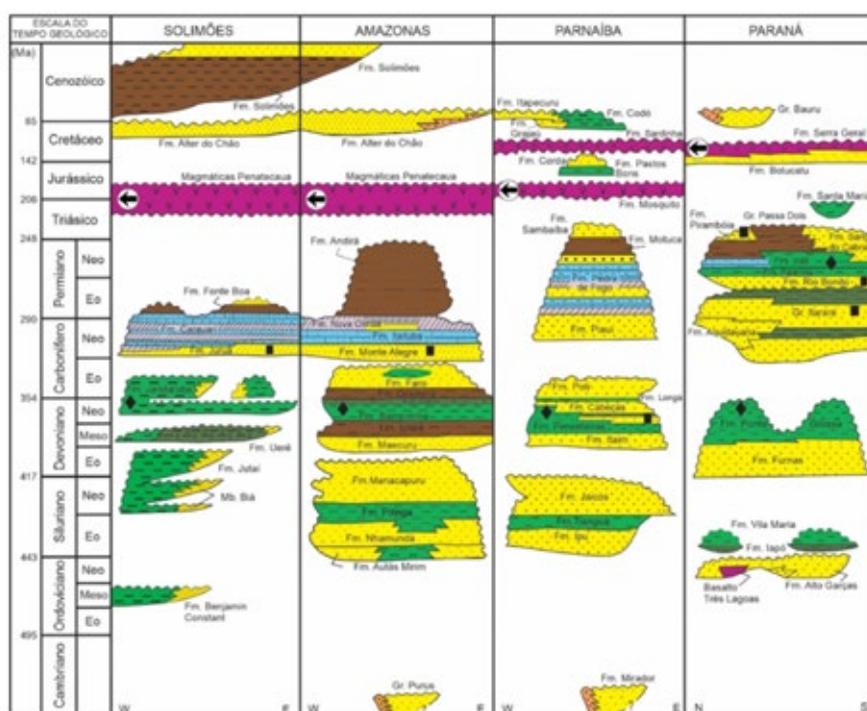
22. Depocentro refere-se ao local de máxima deposição de uma bacia sedimentar e onde se tem a maior espessura do pacote de camadas de uma unidade estratigráfica

A Bacia do Parnaíba representa uma das grandes áreas sedimentares existentes no território brasileiro denominadas sinéclises<sup>23</sup>, por serem regiões deprimidas (ou negativas) de uma plataforma, geralmente isométricas em planta, produzidas por lenta subsidência durante o transcurso de vários períodos geológicos. Todas contêm espessos pacotes de camadas paleozoicas, em áreas totais da ordem de centenas

a milhares de quilômetros quadrados (Pereira *et al.*, 2012).

Dentre essas áreas sedimentares destacam-se, em termos de exploração de petróleo e gás, as denominadas pelos geocientistas como sinéclises paleozoicas<sup>24</sup>. Essas bacias possuem evoluções geológicas similares, o que as condiciona a apresentarem sistemas petrolíferos compatíveis (Figura 3.5).

FIGURA 3.5: ESTRATIGRAFIA E ELEMENTOS DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS DAS BACIAS PALEOZOICAS BRASILEIRAS.



Legenda para os elementos dos sistemas petrolíferos: losangos - rochas geradoras; quadrados - reservatórios; setas dentro dos círculos indicam o momento crítico, quando ocorreu a geração, migração e acumulação da maior parte dos hidrocarbonetos, ou mesmo a remobilização de acumulações previamente existentes.

Fonte: Modificado de Milani & Zalán (1999) e Pereira *et al.* (2012).

23. Sinéclise refere-se a uma estrutura geológica desenvolvida em plataforma continental, com amplitude regional de dezenas de milhares de km<sup>2</sup>, na forma de ampla bacia com mergulhos muito fracos e convergentes de pacote, geralmente espesso, de camadas sedimentares, e produzida por lento abaulamento negativo da crosta ao longo de vários períodos geológicos.
24. Sinéclises paleozoicas constituem amplas bacias sedimentares do tipo sinéclise desenvolvidas predominantemente no decorrer da era paleozoica.

As bacias do Solimões e do Amazonas apresentam evolução geológica bem parecida, definindo eventos similares na formação dos sistemas petrolíferos. Tanto na Bacia do Solimões quanto na Bacia do Amazonas, os principais intervalos geradores são devonianos e correlacionáveis, sendo formados por folhelhos cinza escuros a negros de idade neofrasniana/eofameniana<sup>25</sup> das formações Jandiatuba (Bacia do Solimões) e Barreirinha (Bacia do Amazonas)<sup>26</sup>. Os principais reservatórios também são correlacionáveis, representados principalmente por arenitos eólicos neocarboníferos<sup>27</sup> das formações Juruá (Bacia do Solimões) e Monte Alegre (Bacia do Amazonas). O principal mecanismo de trapeamento é estrutural. Várias ocorrências e pequenas acumulações de óleo foram encontradas em trapas estratigráficas, descobertas em reservatórios devonianos das bacias do Solimões e Amazonas.

O potencial petrolífero da Bacia do Paraná vincula-se a dois sistemas petrolíferos bem estabelecidos: para o primeiro, favorável a hidrocarbonetos gasosos, a geração ocorreu nos folhelhos da Formação Ponta Grossa e a acumulação nos arenitos do Grupo Itararé ou da Formação Rio Bonito; o segundo inclui geração nos folhelhos betuminosos da Formação Irati e acumulação nos arenitos Rio Bonito e Pirambóia, sendo propício à ocorrência de óleo (Rodrigues et al., 2012; Pereira et al., 2012).

Com relação à Bacia do Parnaíba, até pouco tempo atrás não havia um sistema petrolífero confirmado. No entanto, vários pesquisadores apontam como sendo o principal sistema petrolífero na bacia o sistema Pimenteiras-Cabeças (Rodrigues, 2005, Milani & Zalán, 1999). Contudo, nos últimos anos houve a comprovação desse sistema, bem como a observação da existência de outros possíveis reservatórios para gás (Miranda et al., 2018). De forma geral, a geração é atribuída principalmente ao intervalo de folhelhos negros de idade neogivetiana-eofrasniana da Formação Pimenteiras (Stemans et al., no prelo).

De forma geral, as bacias paleozoicas apresentam um soterramento pouco efetivo e baixo fluxo térmico. Esse fato influencia negativamente na maturação da matéria orgânica contida nas rochas geradoras, dificultando assim a formação de sistemas petrolíferos efetivos em toda as regiões dessas bacias.

Nesse sentido, Rodrigues (1995) chama a atenção para a influência positiva das intrusões de diabásio no processo de maturação térmica da matéria orgânica, favorecendo a geração de hidrocarbonetos na bacia. Esse modelo de geração foi definido como atípico (Magoon & Dow, 1994), sendo também considerado por alguns pesquisadores como sistema de geração não convencional.

25. dadeneofrasniana / eofameniana refere-se ao intervalo do tempo geológico transcorrido aproximadamente entre 375 e 370 milhões de anos (Ma).

26. Para indicação do posicionamento espacial e temporal das Formações Jandiatuba e Barreirinha consultar, respectivamente, as colunas estratigráficas das bacias do Solimões e do Amazonas apresentadas da Figura 3.5.

27. Arenitos eólicos neste contexto referem-se a depósitos sedimentares acumulados sob ação do vento como agente de transporte das partículas na superfície no momento de sua deposição. Inserir como nota de rodapé: Neocarbonífero refere-se ao intervalo do tempo geológico compreendido aproximadamente entre 323 e 300 Ma.

## SISTEMA PETROLÍFERO ATÍPICO E RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Sistemas petrolíferos atípicos foram definidos por Magoon & Dow (1994) quando os horizontes geradores sofrem maturação térmica devido a intrusões ígneas. No Brasil, o termo geração não-convencional foi aplicado por Rodrigues (1995) para explicar o modelo de geração de hidrocarbonetos para a Bacia do Parnaíba.

Contudo, de forma mais abrangente, a ideia de exploração não convencional de hidrocarbonetos envolve também a caracterização de reservatórios não convencionais, chamados de *Tight gas* (termo abrangente que engloba folhelhos e rochas carbonáticas ou mistas de baixa permeabilidade). Cabe esclarecer que um Reservatório Não Convencional é definido como uma rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, onde se executa fraturamento hidráulico visando a produção desses hidrocarbonetos, segundo a Resolução ANP nº 21/2014. Dessa forma, é importante observar que um sistema atípico poderá ter reservatórios convencionais ou não convencionais associados, como também um sistema convencional de geração poderá ter associado reservatórios não convencionais.

Assim, caberia enfatizar que sistemas petrolíferos atípicos não envolvem necessariamente a presença de reservatórios de baixa permeabilidade (ou seja, reservatórios não convencionais). Desse modo, quando se discute a exploração de gás em áreas continentais essa separação de conceitos é fundamental, pois envolve a aplicação de legislações ambientais distintas.

## POSSIBILIDADE DE PROSPECÇÃO DE HIDROCARBONETO (GÁS E ÓLEO)

Na indústria do petróleo há uma prática em definir a rocha geradora como sendo associada a uma determinada formação geológica. Contudo, essa prática mostra-se equivocada, uma vez que ao longo da extensão de uma formação somente alguns horizontes são efetivamente geradores. Conforme demonstrado em alguns trabalhos (Rodrigues, 1995; Rodrigues et al., 2012; Rodrigues et al., 2019), na Formação Pimenteiras da Bacia do Parnaíba, embora sua espessura possa alcançar cerca de 300 metros em alguns pontos da bacia, somente três intervalos de poucas dezenas de metros são efetivamente geradores (intervalos A, B e C, Figura 3.6). Assim, ao fazer o cálculo de carga considerando a totalidade de 300 metros para a Formação Pimenteiras, sobrevalorizar-se-á a carga a ser aplicada na definição dos volumes a serem gerados nas áreas prospectivas.

Para definir, então, quais horizontes são efetivamente rochas geradoras, deve-se estabelecer os intervalos mais favoráveis em termos de concentração de matéria orgânica total (COT), considerando como dado de corte o valor mínimo de 1% de COT. Assim, feita essa primeira análise pode-se começar a definir a efetiva carga de geração de uma bacia.

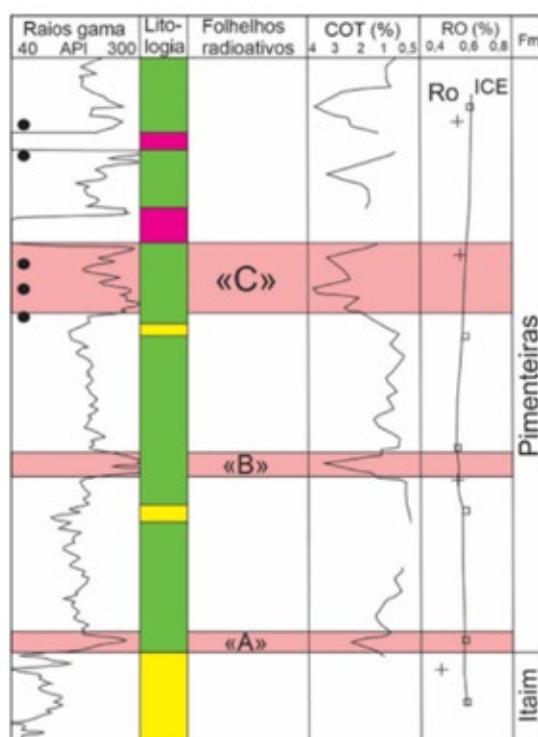
Porém, além dessa informação, precisa-se identificar quais são as áreas prospectivas mais favoráveis para os diferentes sistemas petrolíferos: atípicos (onde a maturação é definida pelo efeito térmico das rochas ígneas intrusivas) e

convencionais. Assim, para a definição dos sistemas atípicos precisam ser agregados dados gravimétricos e magnetométricos para a identificação das zonas mais favoráveis para a intrusão das rochas ígneas necessárias para a geração de óleo gás. É necessário também se avaliar o grau de maturação térmica dos intervalos geradores e a sua espessura, no caso da geração convencional. Por fim, para os sistemas petrolíferos com reservatórios não convencionais de baixa permeabilidade necessita-se agregar dados petrofísicos e mineralógicos para definir a viabi-

lidade de fraturamento e injeção para estimular a produção.

De acordo com Rodrigues (1995), com os dados geoquímicos, juntamente com as características litológicas, é possível identificar três intervalos geradores na Formação Pimenteiras (A, B e C) (Figura 3.6). Entre estes, os intervalos B e C são os mais favoráveis para a geração de hidrocarbonetos, por estarem mais próximos das intrusivas e, portanto, terem sofrido o efeito térmico delas, possibilitando a geração de gás e/ou óleo.

FIGURA 3.6: PERFIL REPRESENTATIVO DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS EM SUBSUPERFÍCIE.



Fonte: Modificado de Rodrigues (1995)

Os intervalos A, B, C, destacados em rosa na figura, representam os folhelhos radioativos definidos por Rodrigues (1995) como os principais intervalos geradores da bacia. Os círculos pretos na coluna de Raios Gama indicam indícios de hidrocarbonetos.

Os folhelhos radioativos B, na ausência de intrusivas, apresentam teores de carbono orgânico total (COT) normalmente entre 1,5 e 3,5%, o que caracteriza uma boa concentração de matéria orgânica neste intervalo (Figuras 3.6 e 3.7). Os valores do potencial gerador (S2) entre 6 e 15 mgHC/ gRocha e do índice de hidrogênio entre 300 e 430 mgHC/ gCOT indicam um intervalo com bom a excelente potencial para geração de óleo e gás, mas que não geraram por não terem alcançado, por soterramento, uma temperatura adequada ao processo de geração. Na Bacia do Parnaíba, as intrusivas fornecem esta temperatura<sup>28</sup>.

Os folhelhos radioativos C, sem o efeito das intrusivas, apresentam os teores de carbono orgânico total mais elevados, situando-se entre

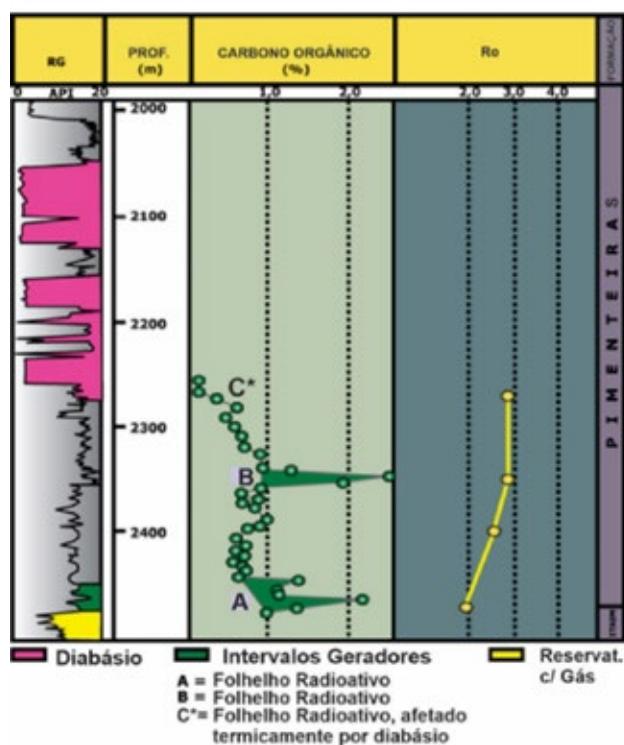
1,5 e 6 %, o que indica uma boa a excelente concentração de matéria orgânica (Figuras 3.7 e 3.8). Os valores do potencial gerador (S2) entre 8 e 30 mgHC/gRocha e do índice de hidrogênio (IH) entre 400 e 500 mgHC/gCOT indicam um intervalo com bom a excelente potencial para geração de óleo e gás, mas que na ausência de intrusivas não alcançaram a temperatura suficiente para a geração de hidrocarbonetos.

A Bacia do Parnaíba, praticamente, não apresenta condições de geração convencional de óleo e gás por soterramento, predominando, portanto, o processo atípico de geração, onde a maturação foi proporcionada pelo efeito térmico de intrusões de diabásio (Figura 3.7). Assim, a partir de um mapa de evolução térmica para a Bacia do Parnaíba, é possível observar que este intervalo, ao longo da maior parte das bordas sudeste e oeste da bacia, não apresenta interesse para geração de óleo e gás por não ter alcançado uma temperatura suficiente para que a geração, devido à baixa presença de intrusões de diabásio (Figuras 3.9 e 3.10).

28. Os indicadores geoquímicos COT, S2 e IH (índice de hidrogênio), acima referidos, são utilizados internacionalmente na indústria do petróleo para a avaliação da potencialidade e da qualidade de intervalos geradores de hidrocarbonetos, segundo parâmetros propostos por Espitalié et al. (1977).

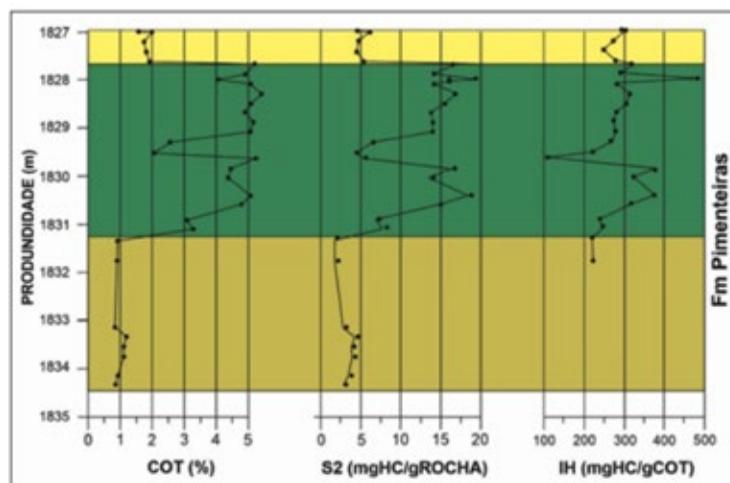
FIGURA 3.7: EFEITO TÉRMICO DAS INTRUSÕES DE DIABÁSIO (EM VERMELHO) NOS INTERVALOS GERADORES DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS (FOLHELHOS RADIOATIVOS A, B E C).

RG = perfil de raios gama,  
Ro = Refletância da vitrinita.



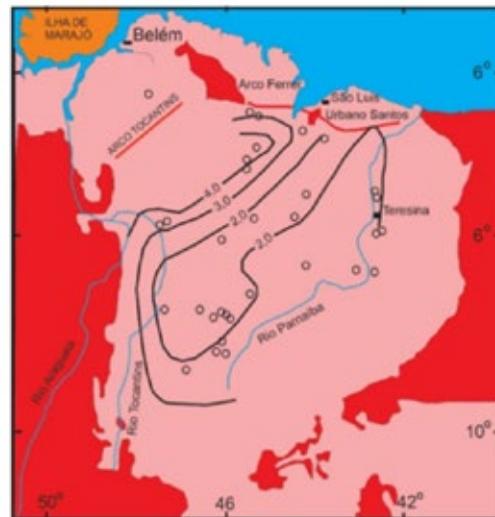
Fonte: Rodrigues et al. (2012)

FIGURA 3.8: DADOS DE CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT), POTENCIAL GERADOR (S2) E DO ÍNDICE DE HIDROGÊNIO (IH) DOS FOLHELHOS RADIOATIVOS C DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS.



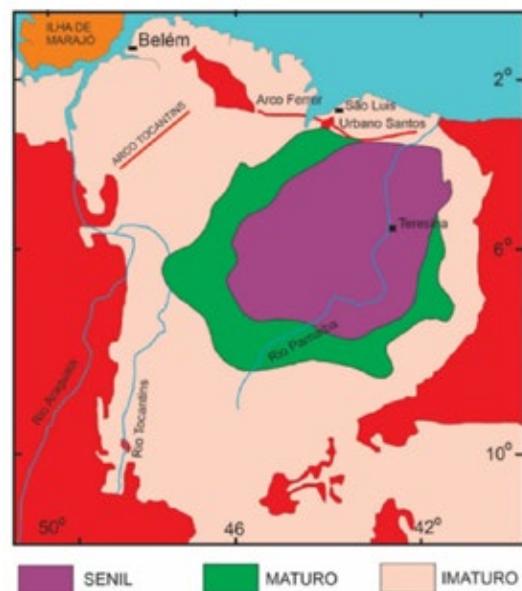
Fonte: Modificado de Rodrigues (1995)

FIGURA 3.9: TEORES RESIDUAIS MÉDIOS DE CARBONO ORGÂNICO TOTAL DOS FOLHELHOS RADIOATIVOS C (FRASNIANO) DA FORMAÇÃO PIMENTEIRA.



Fonte: Modificado de Rodrigues, 1995

FIGURA 3.10: MAPA DE EVOLUÇÃO TÉRMICA DOS FOLHELHOS RADIOATIVOS DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS, INDICANDO AS ÁREAS DE GERAÇÃO DE GÁS E CONDENSADO (EM LILÁS), ÓLEO (EM VERDE) E ONDE NÃO HOUVE GERAÇÃO (ROSA CLARO).



Fonte: Modificado de Rodrigues, 1995

Tendo em vista o exposto anteriormente sobre os folhelhos B e C, consideram-se as áreas central e nordeste como as mais atrativas para exploração de gás. No entanto, na área nordeste a evolução térmica da matéria orgânica não foi suficiente para propiciar a geração e migração dos hidrocarbonetos gerados (Figura 3.9).

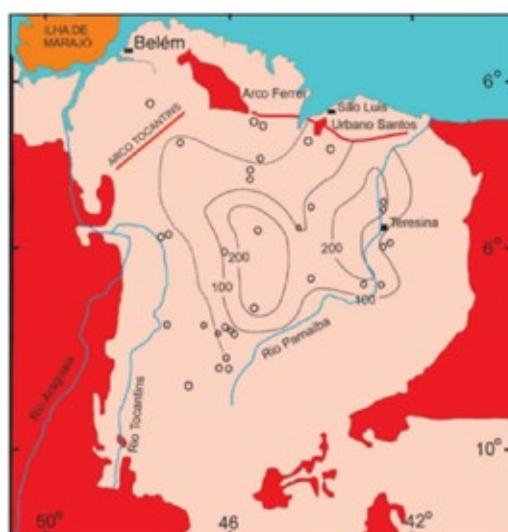
Assim, a área central passa a ser a mais importante para exploração de gás, considerando a presença, praticamente constante das intrusões ígneas afetando os folhelhos C, que constituiria o principal sistema petrolífero ativo da Bacia do Parnaíba (Figuras 3.9 e 3.10). Em área mais restrita, os folhelhos B constituiriam um objetivo a ser perseguido, enquanto ainda em área mais restrita, os folhelhos A também poderiam ser considerados

## POSSIBILIDADE DE EXPLORAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS

No contexto do que foi apresentado, a definição de um reservatório não convencional refere-se a um reservatório que precisa ser estimulado por fraturamento para poder produzir. No caso da Bacia do Parnaíba, essa possibilidade existe, porém ela é subordinada à exploração a partir de reservatórios convencionais.

Assim, a área senil, destacada em lilás no mapa da Figura 3.10, corresponderia à parte da bacia onde haveria possibilidade de geração atípica de gás e condensado e a acumulação em reservatórios tanto convencionais como não convencionais, estes potencialmente do tipo *shale gas*.

FIGURA 3.11: MAPA DE ISÓLITAS DAS INTRUSÕES DE DIABÁSIO QUE AFETARAM TERMICAMENTE OS FOLHELHOS RADIOATIVOS C DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS.



Fonte: Modificado de Rodrigues, 1995

Considerando-se potenciais acumulações em reservatórios não convencionais, na região destacada na coloração lilás na Figura 3.10, sugere-se possibilidade de produção por meios não convencionais nas seções de folhelhos geradores da Formação Pimenteiras (Figura 3.6) e nos siltitos e arenitos situados abaixo desses intervalos de interesse.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Segundo Miranda et al. (2018), a produção de gás atual da Bacia do Parnaíba é de 8.4 MM<sup>3</sup>/dia, o que permite um sistema integrado à geração de 1.4 GW de energia para a região norte e nordeste do Brasil. Segundo a ANP (Rodada 13<sup>o</sup>), existe uma capacidade licenciada de 3.722 MW, o que indica um acréscimo de 2,5 a produção atual de energia.

O esforço exploratório na Bacia do Parnaíba vem crescendo substancialmente nos últimos anos, especialmente após a descoberta do Parque dos Gaviões. No entanto, há ainda uma grande

lacuna de conhecimento geológico para a bacia, especialmente, pelo fato da geração na mesma ser essencialmente atípica, ou seja, é necessária a ação ígnea para a geração de hidrocarbonetos.

Desse modo, as possibilidades exploratórias e de produção na bacia são elevadas, pois existem horizontes favoráveis para a geração, com teores elevados de matéria orgânica de boa qualidade. Contudo, esses horizontes são relativamente restritos, ou seja, com espessuras não muito elevadas, e precisam ser mapeados com detalhe ao longo de toda a bacia.

Apesar da bacia apresentar um maior potencial para acumulação de gás em reservatórios convencionais, para o caso de potenciais ocorrências de acumulações em reservatórios não convencionais, aconselha-se realizar os trabalhos no intervalo de rochas geradoras da Formação Pimenteiras (Figuras 3.6) e nos folhelhos siltíticos e arenitos normalmente posicionados abaixo destes intervalos, nas áreas de evolução térmica adequada indicadas com a coloração lilás no mapa da Figura 3.10.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J.L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; PAULET, J.; BOUTEFEU, A. 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 32(1):23-43.
- MAGOON, L.B. & DOW, W.G. 1994. The Petroleum System. In: MAGOON, L.B. & DOW, W.G. (eds.). *The Petroleum Systems – From Source to Trap*. AAPG Memoir, 60, p. 3- 24.
- MILANI, E.J., ZALÁN, P.V. 1999. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. *Episodes*, 22(3):199-205.
- MIRANDA, F.S., VETTORAZZI, A.L. ET AL. 2018. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. In: DALY, M.C., FUCK, R.A., JULIÀ, J., MACDONALD, D.I.M. & WATTS, A.B. (eds) *Cratonic Basin Formation: A Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil*. Geological Society, London, Special Publications, 472: 341-360.
- PEREIRA, E.; CARNEIRO, C.D.R.; BERGAMASCHI, S.; ALMEIDA, F.F.M. 2012. Evolução das Sinéclises Paleozoicas, Províncias Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná. In: HASUI, Y.; CARNEIRO, S.D.R.; ALMEIDA, F.F.M.; BARTORELLI, A. (eds). *Geologia do Brasil*. Beca, São Paulo, pp. 374-394
- RODRIGUES, R. 1995. A geoquímica orgânica na Bacia do Parnaíba. Porto Alegre. IG-UFRGS (Tese de Doutorado)
- RODRIGUES, R. 2005. Chemostratigraphy In: Koutsoukos, E.A.M. (ed.). *Applied Stratigraphy*. Ed. Springer, 2005, p. 165-178.
- RODRIGUES, René ; PEREIRA, E. ; BERGAMASCHI, S. 2012. Rochas Geradoras Devonianas nas Bacias Paleozoicas Brasileiras. In: RIO OIL & GAS, 2012, Rio de Janeiro. Technical Papers. Rio de Janeiro: IBP, 2012.
- RODRIGUES, R.; PEREIRA, E.; BERGAMASCHI, S.; BASTOS, L. P. H. 2019. Stable isotopes as a tool for stratigraphic studies: Insights from the Brazilian sedimentary record. In: *Case Studies in Isotope Stratigraphy - Michael Montenari*. (Org.). *Stratigraphy & Timescales*. 1ed.: Elsevier, 2019, v. 4, p. 133-164
- STEEMANS, P.; PEREIRA, E.; LE HÉRISSE, A.; GRAHN, Y.; STREEL, M.; BRITO, M.; BERGAMASCHI, S.; RODRIGUES, R. 2021. Palynology and Geochemistry of the Frasnian global transgression in the Parnaíba Basin, Brazil. *Reviews of Paleobotany and Palynology*. Volume 284, 2021, 104345

### **Claudio Riccomini**

Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia & Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Pesquisador, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq

### **Thaís Tevisani Moura**

Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Programa de Pós-Graduação em Geoquímica e Geotectônica, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

### **Lucy Gomes Sant'Anna**

Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia e Escola de Artes, Ciências e Humanidades, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS

### **Colombo Celso Gaeta Tassinari**

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo e Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Pesquisador, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq

### **Fábio Taioli**

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS

## 3.3 PARANÁ

A Bacia Sedimentar do Paraná cobre uma área de aproximadamente 1,5 milhão de km<sup>2</sup>, da qual 1,1 milhão km<sup>2</sup> estão no Brasil. Esta bacia possui no seu registro sedimentar quatro unidades principais contendo folhelhos marinhos com matéria orgânica, que são potenciais rochas geradoras de hidrocarbonetos não convencionais (*shale gas* e *shale oil*): as formações Vila Maria, do Siluriano (depositada entre 444 e 440 milhões de anos atrás), Ponta Grossa, do Devoniano (depositada entre 410 e 370 milhões de anos), Irati, do Permiano (depositada entre 270 e 265 milhões de anos) e Serra Alta, também do Permiano (depositada entre 270 e 265 milhões de anos) e Serra Alta, também do Permiano (depositada entre 265 e 260 milhões de anos atrás).

Esses folhelhos podem constituir reservatórios não convencionais, ou seja, rochas que contêm óleo e gás, mas que apresentam permeabilidades muito baixas, de modo que a produção economicamente viável exige o emprego de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (Zoback&Kohli 2019)<sup>29</sup>.

29. Na parte mais profunda da Bacia do Paraná, a denominada "calha central", que inclui parte da região centro-oeste do Estado do Paraná, esses folhelhos podem ter atingido condições normais de geração e migração de hidrocarbonetos (Milani et al. 1990), com pressão e temperatura adequadas, decorrentes do grau geotérmico local somado à espessura da pilha de rochas que os soterraram. Entretanto, em porções significativas da Bacia do Paraná, a geração e migração ocorreram também sob condições atípicas, influenciadas pelo efeito de hidrotermalismo, no final do Permiano a início do Triássico, cerca de 250 milhões de anos atrás (Mateus et al. 2014), e/ou do efeito térmico do extenso magmatismo do Cretáceo Inferior, ocorrido por volta de ~133 milhões de anos atrás (e.g. Araújo et al. 2000).

Tendo em vista os teores de carbono orgânico total (COT) e principalmente as extensões e espessuras, as formações Ponta Grossa e Irati são aquelas que, diante do conhecimento atual, podem apresentar interesse econômico para gás-de-folhelho (*shale gas*) e petróleo-de-folhelho (*shale oil*). Deve ser ressaltado que ainda não é possível avaliar quais as porções de cada uma dessas formações esteve sujeita à geração e migração normal e/ou atípica. Por esta razão, optou-se por avaliá-las em termos do potencial conteúdo de gás e/ou petróleo em função de algumas variáveis, tais como: dados de geoquímica de matéria orgânica, particularmente o teor de carbono orgânico total; espessuras da camadas alvos de folhelhos; profundidades das camadas alvos de folhelhos; potencial distância a ser alcançada pelas fraturas a serem estimuladas no folhelho e possível relação com estruturas preexistentes; distância das camadas alvos em relação ao Sistema Aquífero Guarani. Além dessas variáveis, a presença de soleiras de diabásio, que são corpos de rochas ígneas injetadas dentro dos pacotes de folhelhos de interesse ou nas suas vizinhanças, são fatores importantes na avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos na região.

A eventual exploração desse recurso requer o fraturamento hidráulico (*fracking*) dos folhelhos, para liberar o hidrocarboneto neles contidos. O *fracking* é um processo amplamente utilizado em reservatórios convencionais na indústria petrolífera. No Brasil, entretanto, é um processo ainda inédito na exploração de hidrocarbonetos não convencionais. O processo de *fracking* tem sido restringido ou vedado em vários países. Até mesmo nos Estados Unidos, onde é largamente

empregado, já foi muito questionado pelos riscos e danos ambientais. O Estado do Paraná possui legislação específica restritiva ao *fracking*, justificável pelo conhecimento ainda incipiente do potencial de aplicação local da técnica e dos possíveis impactos ambientais decorrentes. Neste sentido, são apresentadas algumas considerações sobre a possível influência do *fracking* na região de estudo.

## ASPECTOS GEOLÓGICOS E HIDROGEOLÓGICOS

A porção centro-oeste do Estado do Paraná abrange parte da "calha central" da Bacia do Paraná. Nela ocorrem, em subsuperfície, os folhelhos das formações de interesse, Ponta Grossa e Irati. Na superfície ocorrem rochas vulcânicas da Formação Serra Geral, cobertas por arenitos da Bacia Bauru na parte noroeste do estado.

As formações Ponta Grossa e Irati encontram-se em profundidades superiores a dois km (topo da Formação Irati, a mais rasa). Como comparação, nos campos produtores americanos, as profundidades até o topo das formações alvos variam de 1.400 a 2.600 m em Barnett, 2.000 a 3.900 m em Woodford e 3.000 a 3.500 m em Haynesville (Edwards & Celia 2018, e referências ali citadas).

Os dados estruturais de detalhe disponíveis são muito localizados. O mapa estrutural regional mais robusto foi elaborado por Soares et al. (2007). Neste mapa, o centro-oeste paranaense é recortado por faixas de fraturas de expressão regional, direções predominantes NW-SE e NE-SW, e secundariamente N-S, com espaçamentos da ordem de várias dezenas de quilômetros.

A orientação dos poços horizontais para o *fracking* deve ser feita na direção do esforço principal mínimo vigente em uma dada região, de modo que as fraturas geradas se propaguem em superfícies ortogonais ao eixo do poço (Zoback&Kohli 2019). No Estado do Paraná, a direção preliminarmente sugerida para poços é NE-SW (nordeste-sudoeste), uma vez que os escassos dados disponíveis mostram direções predominantes segundo NW-SE (noroeste-sudeste) para os esforços horizontais máximos (Heidbacht et al. 2018)<sup>30</sup>.

As fraturas geradas no processo de *fracking* podem alcançar e interferir nos aquíferos ou gerar sismicidade induzida, de modo que a distância de propagação dessas fraturas é uma variável crítica a ser considerada. Uma compilação de milhares

de dados de operações de fraturamento hidráulico, realizadas nos campos de Marcellus, Barnett, Woodford, Eagle Ford e Niobrara (Estados Unidos), mostrou que o alcance máximo ascendente de fraturas hidráulicas é de 588 metros, enquanto a compilação de dados de fraturas hidráulicas de ocorrência natural em bacias sedimentares mostrou que este alcance pode chegar a 1106 metros (Davies et al. 2012). A probabilidade de uma fratura hidráulica estimulada ou natural propagar-se verticalmente por mais de 350 metros é de 1% e 33%, respectivamente (Davies et al. 2012). Dados de monitoramento microsísmico permitiram estimar alcances horizontais de até 900 m em Horn River (Edwards & Celia 2018). Estudo recente realizado no âmbito da Rede GASBRAS<sup>31</sup> mostrou que as fraturas hidráulicas naturais podem atingir

30. Há de se considerar que nessas condições as fraturas preexistentes de direção NW-SE são aquelas mais susceptíveis à abertura e eventual conexão com as fraturas hidráulicas durante o *fracking*, o que exige distâncias seguras nas operações.

31. A rede de P&D em gás não convencional no Brasil (GASBRAS) é financiada pela FINEP e tem como instituição coordenadora o Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo (IEE-USP) e como instituições co-executoras os institutos nacionais de ciência e tecnologia em Técnicas Analíticas Aplicadas à Exploração de Petróleo e Gás (INCT-PETROTEC), Geofísica do Petróleo (GP), Energia e Ambiente (E&A), Óleo e Gás (INOG), Recursos Minerais, Água e Biodiversidade (ACQUA), o Laboratório de Análises de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo (Instituto de Geociências, UFRGS) e o Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono (PUCRS). A rede tem como objetivo central o estudo da melhor forma para o desenvolvimento da indústria do gás não convencional no Brasil. Esses estudos estão dirigidos nas diversas fases que envolvem o aproveitamento econômico de forma sustentável do gás não convencional, desde a avaliação das reservas disponíveis, passando pelas técnicas de exploração, produção e distribuição, do desenvolvimento de técnicas para a preservação ambiental e da formulação de políticas públicas, até a regulação e aspectos sociais. O foco principal de estudos da rede é o gás de folhelho (shalegas, ou folhelhos gasógenos) - erroneamente designado de "gás de xisto" no Brasil - mas serão avaliadas também as ocorrências de metano contido nas camadas de carvão (coalbedmethane), incluindo os folhelhos carbonosos associados, e gás em reservatórios de baixa permeabilidade (tightgas), pelo fato dos três tipos de jazimento ocorrerem nas principais bacias interiores do Brasil, objeto do presente estudo. O projeto contempla uma fase inicial de avaliação, que inclui a execução de pelo menos uma sondagem por bacia a ser estudada para amostragens, e que culminará com a seleção de áreas para a execução de uma ou mais sondagens para experimentos pilotos de estimulação por fraturamento hidráulico, estas objeto e corpo central de uma segunda fase do projeto. A realização das sondagens para experimentos pilotos de estimulação é essencial para a demonstração com transparência e visibilidade aos órgãos públicos, privados e do terceiro setor de todas as etapas envolvidas, compreendendo a geologia, geofísica, avaliação ambiental, tecnologia de produção e escoamento e regulação, para escrutínio por parte de todos os segmentos da sociedade. O projeto tem seis metas: 1. aquisição e instalação de equipamentos, visando à complementação da infraestrutura analítica das instituições envolvidas; 2. estudos geológicos e geofísicos para avaliação do potencial das bacias sedimentares interiores brasileiras para a ocorrência de reservatórios de gás não convencional, com foco principal nas bacias do Paraná, Parnaíba, Sanfranciscana e Recôncavo; 3. avaliação ambiental, com diagnóstico do passivo já existente; 4. tecnologia de produção, escoamento e logística; 5. estudos de regulação e de mercado; 6. seminários de apresentação de resultados. Consultar em: <http://www.iee.usp.br/?q=pt-br/divisao-cientifica/tecnologia-petroleo/rede-gasbras>

extensões horizontais apreciáveis, superiores a 1,5 km, para diferentes tipos de rochas que ocorrem na Bacia do Paraná (Moura 2020). No caso do *fracking*, esse conjunto de valores aponta para as distâncias mínimas a serem consideradas entre os folhelhos de interesse e a base dos aquíferos, fraturas geológicas e poços de abastecimento de água para consumo humano (Riccomini et al. 2020, neste volume).

Uma preocupação nacional, o Sistema Aquífero Guarani (SAG) é o maior reservatório de água subterrânea do território brasileiro, que se estende pelas regiões centro-sul do Brasil, leste do Paraguai, nordeste da Argentina e centro norte do Uruguai (Araújo et al. 1995). As rochas que compõem o SAG compreendem essencialmente arenitos eólicos mesozoicos das formações Botucatu e Pirambóia, da Bacia do Paraná. No centro-oeste do Paraná, o SAG apresenta espessura variável, entre 250 m na parte leste, até próxima de 500 m a oeste (Soares 2007). O pacote de rochas que separa o SAG do folhelho da Formação Irati compreende as formações Serra Alta, Teresina e Rio do Rasto. A espessura desse pacote representa a distância entre o topo da Formação Irati e a base do SAG ao longo da bacia (Riccomini 2016), indicando que as maiores distâncias, superiores a 1000 m, localizam-se na porção centro-oeste dos estados do Paraná e Santa Catarina, com mais de 1300 m na porção sudoeste do Paraná.

## FORMAÇÃO PONTA GROSSA

Na porção central do Estado do Paraná, a Formação Ponta Grossa pode atingir espessura superior a 600 m (Assine et al. 1998) e profundidade do topo de até cinco km. Ela é composta por folhelhos, arenitos e siltitos<sup>32</sup>.

Os dados de geoquímica de matéria orgânica disponíveis para esta unidade ainda são pouco numerosos e não permitem uma avaliação mais segura da distribuição regional do conteúdo de carbono orgânico total. Em testemunhos de sondagens foram determinados teores máximos de COT de até 4% e valores médios abaixo de 1% (Milani et al. 2007). Em estudo regional, foram determinados valores de COT de 1,81% em afloramento na região de Ponta Grossa - PR, e 2,53% em pedreira em Poxoréu, MT (Silva 2007). É registrado um aumento dos valores de COT para o topo da formação (v.g. Santos 2017). Foi determinado um potencial gerador de até 5,0 kg HC/t (Santos Neto & Cerqueira 1995). A matéria orgânica é essencialmente amorfa e lenhosa, com índice de hidrogênio de ~300 mg HC/g COT e índice de oxigênio de até 100 mg CO<sub>2</sub>/g COT, indicando querogênio do tipo II ou II/III e potencial para geração de gás (Cioccarri&Mizusaki 2019, e referências ali citadas)<sup>33</sup>.

32. Siltitos - são rochas sedimentares de granulação muito fina, com partículas maiores que argila e menores do que areia, entre 0.002 mm e 0.063 mm.

33. Com base na análise de dados de poços executados pelo consórcio CESP-IPT (Paulitetro) e situados na região centro-oeste do Paraná (Diniz 1985), foi possível determinar as espessuras individuais das intercalações de folhelhos, suas possíveis continuidades e correlações laterais, bem como efetuar avaliações volumétricas preliminares. Os poços estão localizados na região de ocorrência da menor porcentagem de areia (até 20%) na Formação Ponta Grossa (Diniz 1985). As espessuras totais de folhelhos variam entre 50 e 220 m, com pacotes individuais com até 25 m de espessura. Solei-ras de diabásio podem atingir, no conjunto, mais de 600 m de espessura em um único poço. Corpos individuais dessas rochas ultrapassam por vezes 150 m de espessura. Localmente, a colocação dessas rochas afetou os folhelhos de forma intensa, com evidências de metamorfismo por efeito térmico (Diniz 1985).

Na região compreendida entre Roncador e Santa Maria do Oeste (PR), a porção inferior da Formação Ponta Grossa encontra-se poupada dos efeitos térmicos, apresenta boa continuidade e espessura das camadas de folhelho, constituindo um possível alvo, a depender de estudos complementares. A estimativa mais conservadora, baseada na menor espessura encontrada em um dos poços dessa região (38 m), indica um volume superior a 30 km<sup>3</sup> de folhelho. Com densidade média de duas toneladas/m<sup>3</sup>, ter-se-ia cerca de 60 bilhões (6x10<sup>10</sup>) toneladas de folhelho. Na mesma região, camadas de folhelho do topo da Formação Ponta Grossa apresentam alta radioatividade, provavelmente relacionada a um elevado teor de COT, e boa continuidade lateral. Considerando-se a espessura mínima verificada de 10 m para esta camada, ter-se-ia cerca de 15,8 bilhões (1,58x10<sup>10</sup>) toneladas adicionais de folhelho.

Esses pacotes de folhelho estão situados em profundidades consideradas seguras para os ensaios de fraturamento hidráulico. Vale ressaltar ainda que nessa mesma região a Petrobras descobriu o campo de gás convencional de Barra Bonita.

## FORMAÇÃO IRATI

A Formação Irati, ou Subgrupo Irati no sentido de Hachiro (1996), compreende os membros (ou formações) Taquaral, composto por folhelhos, e Assistência, que compreende folhelhos pirobetuminosos e dolomitos. O Membro Assistência apresenta espessura superior a 40 m no centro-oeste do Paraná (Hachiro 1996).

O Membro Assistência é a unidade estratigráfica da Bacia do Paraná com o melhor acervo de dados de geoquímica da matéria orgânica (v.g. Araújo et al. 2000). São registrados na literatura teores de COT entre 0,5 e 13, potencial gerador de 90 kg HC/t de rocha, índice de hidrogênio de 500 a 600 mg HC/g COT, querogênio do tipo I e potencial gerador de óleo (Cioccarri&Mizusaki 2019, e referências ali citadas).

No centro-oeste paranaense, os maiores teores de COT, que podem superar 5% (Araújo et al. 2000), ocorrem em uma área com raio de 30 km centrada em Roncador. Uma área de ocorrência de aproximadamente 3.000 km<sup>2</sup> de folhelhos, com espessura média de 30 m, resulta em aproximadamente 90 km<sup>3</sup> ou 1,8x10<sup>11</sup> toneladas de folhelho, com teor médio de carbono orgânico total de 2,2%.

Essa área sobrepõe parcialmente o perímetro delimitado como área mais favorável para ocorrência de gás de folhelho na Formação Ponta Grossa. Este aspecto favorece a realização dos estudos prévios adicionais necessários para a adequada avaliação do potencial em hidrocarbonetos não convencionais nas duas formações, no centro-oeste do Estado do Paraná.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Considerando-se a espessura, teor de carbono orgânico total e continuidade lateral, os pacotes de folhelhos das formações Ponta Grossa e Irati representam alvos interessantes para estudos adicionais, visando à avaliação dos seus poten-

ciais para hidrocarbonetos não convencionais no centro-oeste do Estado do Paraná. Essas formações encontram-se a profundidades superiores a dois km, comparáveis àquelas onde o fracking é executado nos Estados Unidos.

A distância entre os folhelhos de interesse e o Sistema Aquífero Guarani é superior a 1.000 m, próximo do limite superior de alcance vertical já registrado em fraturas hidráulicas naturais. Em rochas da Bacia do Paraná foram registradas fraturas hidráulicas naturais com alcances horizontais superiores a 1,5 km, o que implica em especial atenção à propagação horizontal das fraturas hidráulicas produzidas por *fracking* e sua possível interação com

estruturas e poços de abastecimento de água preexistentes.

Outros fatores, como a distribuição de poços para água subterrânea, massas de água superficiais, sismicidade induzida, integridade do maciço rochoso e aspectos ambientais, não foram considerados neste momento, mas são absolutamente necessários para orientar a atividade. No caso em tela, a sobreposição parcial das áreas de interesse para as formações Ponta Grossa e Irati é um aspecto favorável à realização desses estudos, particularmente aqueles que requerem investigações e avaliações locais, como levantamentos geológicos, estruturais, ensaios de tensão *in situ*, estudos socioeconômicos e ambientais, dentre outros.

## AGRADECIMENTOS

---

Trabalho desenvolvido no âmbito do contrato/convênio no. 0114.0215.00, GASBRAS - Apoio à Rede de P&D em Gás Não Convencional no Brasil, celebrado entre a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e a Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo - FUSP.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Araújo LM, França AB, Potter PE, 1995. Giant Mercosul aquifer of Brazil, Argentina, Uruguay and Paraguay: hydrogeologic maps of Botucatu, Pirambóia, Rosário do Sul, Buena Vista, Misiones and Tucarembó Formations. Curitiba, Universidade Federal do Paraná/Petrobras, 16 p., 8 mapas.

Araújo LM, Triguês JA, Cerqueira JR, Freitas LCS, 2000. The atypical Permian petroleum system of the Paraná Basin, Brazil, in Mello, MR & Katz BJ, eds., Petroleum systems of South Atlantic margins, Tulsa, AAPG Memoir, 73, p. 377–402.

Assine, ML, Perinotto JAJ, Fulfaro VJ, Petri S, 1998. Progradação deltaica Tibagi no Devoniano Médio da Bacia do Paraná. Revista Brasileira de Geociências, v. 28, p. 125–134.

Cioccari G.M. & Mizusaki AMP, 2019. Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras - uma revisão. Geociências UNESP, v. 38, p. 367–390.

Davies RJ, Mathias SA, Moss J, Hustoff S, Newport L, 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? Marine and Petroleum Geology, v. 37, 1–6.

Diniz MN, 1985. Interpretação ambiental da Formação Ponta Grossa na área central da Bacia do Paraná - um estudo de subsuperfície. Dissertação de mestrado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 148p.

Edwards RWJ & Celia M A, 2018. Shale gas well, hydraulic fracturing, and formation data to support modeling of gas and water flow in shale formations. Water Resources Research, v. 54, p. 3196–3206.

Hachiro J, 1996. O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná. Tese de doutoramento, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 196p.

Heidbach O, Rajabi M, Cui X, Fuchs K, Müller B, Reinecker J, Reiter K, Tingay M, Wenzel F, Xie F, Zoback M-L, Zoback M, 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. Tectonophysics, v. 744, p. 484–498.

Mateus A, Riccomini C, Ferreira EJE, Tassinari CCG, 2014. Permian-Triassic maturation and multistage migration of hydrocarbons in the Assistência Formation (Irati Subgroup), Paraná Basin, Brazil: implications for the exploration model. Brazilian Journal of Geology, v. 44, p. 355–360.

Milani EJ, Kinoshita EM, Araújo LM, Cunha PRC, 1990. Bacia do Paraná: possibilidades petrolíferas da calha central. Boletim de Geociências Petrobras, v. 4, 21–34.

Milani EJ, França AB, Medeiros RA, 2007. Rochas geradoras e rochas-reservatório da Bacia do Paraná, faixa oriental de afloramentos, Estado do Paraná. Boletim de Geociências Petrobras, v. 15, p. 135–162.

Riccomini C, 2016. The Paleozoic shales of Paraná and Parnaíba basins, Brazil, and their potential for shales. In: Unconventional gas and oil conference: exploration and production feasibility in Brazil. São Paulo, Institute of Energy and Environment, University of São Paulo, <http://www.iee.usp.br/?q=pt-br/extensao/eventos/historico&page=3>

Riccomini C, 2020. Impacto potencial do fraturamento hidráulico estimulado (fracking) nos recursos hídricos subterrâneos. Neste volume.

Santos LTS., 2017. Palinofácies e geoquímica orgânica do meso-devoniano: uma correlação entre as bacias do Paraná e Parnaíba. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, 61p.

Santos Neto EV & Cerqueira JR, 1995. Source Rock Generative Potential of Upper Devonian Shales (Ponta Grossa Formation), Parana Basin, Brazil. AAPG Search and Discovery, Article #91020.

Silva CGA, 2007. Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Química, Instituto de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 212p.

Soares AP, Bettú, DF, Holz M, 2007. Compartimentação estrutural da Bacia do Paraná: a questão dos lineamentos e sua influência na distribuição do Sistema Aquífero Guarani. Geociências UNESP, v. 26, 297–311.

Zoback MD & Kohli AH, 2019. Unconventional reservoir geomechanics: shale gas, tight oil and induced seismicity. New York, Cambridge University Press, 484 p.

Zoback MD & Kohli AH, 2019. Unconventional reservoir geomechanics: shale gas, tight oil and induced seismicity. New York, Cambridge University Press, 484 p.

### **Colombo Celso Gaeta Tassinari**

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq; Programa de Pós-Graduação em Geoquímica e Geotectônica, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

### **Stephanie San Martin**

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

### **Claudio Riccomini**

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq; Programa de Pós-Graduação em Geoquímica e Geotectônica, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

### **Fabio Taioli**

Instituto de Energia e Ambiente & Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS

## 3.4 SÃO PAULO

Do ponto de vista geológico, a zona centro-oeste do Estado de São Paulo é constituída por rochas da Bacia Sedimentar do Paraná, bacia que se estende também pelos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, até a Argentina, Uruguai e Paraguai, abrangendo uma área total de 1,5 milhão km<sup>2</sup>. Essa bacia sedimentar foi dividida estratigráficamente por Milani (1997) em seis supersequências, a saber; Rio Ivaí (de idade Ordoviciano-siluriano, entre aproximadamente 459 e 439 milhões de anos atrás), Paraná (Devoniano, 419-370 milhões de anos), Gondwana I (Permocarbonífero-Eotriássico, 315-250 milhões de anos), Gondwana II (Meso-Neotriássico, 242-215 milhões de anos), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo, Neojurássico-Eocretáceo, 150-132 milhões de anos) e Baurú (Neocretáceo, 90-68 milhões de anos). A Supersequência Paraná compreende um pacote sedimentar que inclui folhelhos, parte deles ricos em matéria orgânica, siltitos e arenitos que constituem a unidade estratigráfica chamada de Formação Ponta Grossa. A Supersequência Gondwana<sup>34</sup>, que constitui o

34. Corresponde a um pacote (sucessão) de rochas sedimentares e subordinadamente vulcânicas depositadas em um intervalo de tempo no qual os continentes que formavam o paleocontinente Gondwana (ou parte dele, pelo menos América do Sul, África e o subcontinente indiano) encontravam-se unidos, formando uma grande massa continental.

maior volume de rochas sedimentares da Bacia do Paraná, é composta por uma grande variedade de rochas incluídas em diversas unidades estratigráficas, sendo uma delas constituída por folhelhos negros<sup>35</sup> com diferentes graus de intercalações de rochas carbonáticas, que é denominada de Formação Irati. Os folhelhos negros incluídos nas Formações Ponta Grossa e Irati são considerados como as rochas geradoras de dois sistemas petrolíferos da Bacia Sedimentar do Paraná e podem apresentar potencial para gás e óleo convencional.

Entretanto, nem todos os folhelhos negros contêm petróleo não convencional. Para que isto ocorra essas rochas devem ter atingido condições de temperatura controlada para geração de óleo e gás e terem também as condições necessárias para a preservação de hidrocarbonetos até

hoje. Além disso, devem possuir as características geológicas, geoquímicas, petrofísicas e mineralógicas necessárias para a sua exploração e produção de forma econômica e sustentável. Essas características permitem a estimativa de reservas de óleo e gás e subsidiar a elaboração dos projetos de perfuração dos poços, dos processos de fraturamento hidráulico, e dos projetos de monitoramento ambiental e de viabilidade econômica.

A geoquímica orgânica, mediante o emprego de ensaios laboratoriais como análises de conteúdo de carbono orgânico total (COT) e o ensaio de pirólise Rock-Eval<sup>36</sup>, é uma das ferramentas utilizadas para obtenção dos principais indicadores para avaliação do teor e do tipo de matéria orgânica presente na rocha, como também de sua respectiva evolução térmica, o que refletirá no

35. Para formar acumulações de petróleo é necessário que ocorra deposição, em ambiente lacustre ou marinho, de matéria orgânica, composta por minúsculos organismos planctônicos, associada com sedimentos de granulação fina que originarão rochas sedimentares enriquecidas em matéria orgânica. O lento soterramento desses sedimentos, com aumento gradual de pressão e temperatura, leva a compactação e geração da fissilidade, estruturando a rocha em folhas ou lâminas. Quando estas rochas sedimentares apresentam enriquecimento de matéria orgânica, fissilidade e cor cinza escuro a preto são denominadas de folhelhos negros (ou blackshales, termo em inglês). Com o aumento da temperatura a matéria orgânica é modificada e, quando atinge 90° C, transforma-se para o estado líquido, gerando óleo, e ao atingir 130° C é modificada para gás. Portanto, a partir dos folhelhos negros é formado o petróleo e esta rocha é identificada como rocha geradora. Quando existem condições de migração, como fraturas e intercomunicação entre os poros das rochas sedimentares, o óleo e o gás gerados migrarão em direção à superfície para rochas de maior permeabilidade até encontrarem estruturas geológicas, que coloquem rochas impermeáveis como barreiras, impedindo a continuidade do processo migratório. Nessas petróleo irá acumular nas rochas permeáveis, formando os reservatórios de óleo e gás chamados de convencionais. Como exemplos de petróleo convencional podem ser citados os campos que ocorrem na plataforma continental ao longo da costa brasileira, nas bacias sedimentares de Campos e Santos.

Os folhelhos negros podem possuir quantidades significativas de óleo e gás, mas como possuem baixa permeabilidade, este petróleo não pode ser extraído economicamente com a utilização de técnicas convencionais, como perfuração de poços verticais. Para a sua extração econômica são necessárias operações adicionais, como perfurações de poços horizontais e processos de fraturamento hidráulico em multi-estágios para permitir a sua recuperação. Esse petróleo que ocorre em rochas de muito baixa permeabilidade é denominado de óleo e gás não convencional. No grupo de hidrocarbonetos não convencionais, o gás e óleo de folhelho são os recursos mais interessantes, por ocorrerem em extensas unidades rochosas comuns a várias bacias sedimentares no mundo, inclusive no Brasil.

36. Ensaio de pirólise Rock-Eval é o ensaio mais comum de pirólise. Pirólise é a decomposição da matéria orgânica por aquecimento, na ausência de oxigênio. Na pirólise os hidrocarbonetos e dióxido de carbono contidos em uma amostra são liberados e medidos, fornecendo uma indicação da maturidade de rochas geradoras.

potencial de geração e de conservação de hidrocarbonetos dos folhelhos negros considerados.

Várias publicações estão disponibilizadas na literatura contendo dados geoquímicos sobre as formações Ponta Grossa e Irati de diferentes partes da Bacia do Paraná. Esses dados permitem a avaliação preliminar do potencial dessas formações geológicas para produção de gás e óleo não convencional (Mabecua et. al., 2019; Montibeller et. al., 2017; Morelatto, 2017; Bertassoli et. al., 2016; EIA/ARI, 2015; Alferes et. al., 2011, Weniger et. al., 2010, Azevedo da Silva, 2007; Lisboa, 2006; Bergamaschi e Pereira, 2001; e referências associadas).

A Formação Ponta Grossa possui valores de COT dos folhelhos entre 0,14 e 3,1%, com média em torno de 1,8%, valores dos índices de reflectância de vitrinita, que indicam a maturidade termal e potencial de geração de hidrocarbonetos entre 0,48% e 2,0%, mas com média menor que 0,5% e os diversos índices obtidos pelos ensaios de Rock-Eval indicando que essas rochas possuem potencial para geração de gás. Para os folhelhos da Formação Irati, os valores de COT são mais altos, variando de 1,1 a 14,3%, com valores médios da ordem de 4% e os índices de reflectância de vitrinita são inferiores a 0,5%. Os resultados obtidos pelos ensaios Rock-Eval, como S1+S2, onde

S1 indica a quantidade de hidrocarboneto livre na rocha e S2 a quantidade de hidrocarboneto que poderia ser gerado, com valores superiores a seis, o que indica bom potencial gerador de óleo e gás e inferior a seis para a Formação Ponta Grossa indicando potencial moderado predominante. Foi demonstrado que o efeito térmico associado às intrusões de rochas ígneas máficas que ocorreram na Bacia do Paraná afetaram o potencial gerador dos folhelhos, em alguns casos diminuindo e em outros casos aumentando.

A Tabela 3.3 mostra as principais características dos folhelhos das Formações Ponta Grossa e Irati para toda a Bacia do Paraná, comparadas com os mesmos parâmetros dos folhelhos dos importantes campos produtores de óleo e gás não convencionais de Marcellus e de Barnett, nos Estados Unidos da América (Bruner e Smosna, 2011 e Montgomery et. al., 2005), mostrando a semelhança de várias características. Considerando que para se definir o potencial de reservatórios de gás de folhelho são utilizados principalmente o teor de carbono orgânico total (COT), tipo de matéria orgânica, maturação térmica e volume de folhelho, a Formação Irati teria maior potencial para gerar gás e óleo não convencional, enquanto a Formação Ponta Grossa teria potencial moderado de geração de gás.

**Tabela 3.3: Comparação de dados geológicos e geoquímicos entre as Formações Ponta Grossa e Irati e os Campos de Marcellus e Barnett dos Estados Unidos da América.**

|                       | Fm. PONTA GROSSA                               | Fm. Irati                           | MARCELLUS                                     | BARNETT  |
|-----------------------|--|-------------------------------------|---|--|
| LITOLOGIA             | folhelho negro, siltito, arenito               | folhelho negro, calcário dolomítico | folhelho negro com concreções carbonáticas    | folhelho negro, rochas carbonáticas            |
| MINERALOGIA PRINCIPAL | argilominerais 65%, quartzo 10%, carbonato 20% | argilominerais 45%, quartzo 50%     | argilominerais 40%, carbonato 8%, quartzo 50% | argilominerais 30%, carbonato 20%, quartzo 50% |
| ESPESSURA MEDIA       | 40 m   | 50 m                                | 15 a 80 m                                     | 45 a 180 m                                     |
| PROFUNDIDADE          | ≥ 1650 m                                       | 1550 m                              | 600 a 3000 m                                  | 1200 – 2500 m                                  |
| TIPO DE QUEROGÊNIO    | Tipo II predominante                           | Tipos I e II predominante           | Tipo II predominante                          | Tipo II predominante                           |
| COT                   | 0,7 a 4 %<br>Média 0,5%                        | 1 a 23%<br>Média 2%                 | 1 a 10%                                       | 2 a 6%   |
| INDICE R0             | 0,5 a 2<br>(media ≥1,3)                        | 1,1 a 1,6                           | 1,60 (max 3,5)                                | 1,2 (max 1,9)                                  |
| S1+S2 (mg HC/g rocha) | ≤6<br>predominante                             | ≥ 6<br>predominante                 | ≤6<br>S2 ≤ 0.25                               | ≥6<br>predominante                             |
| IDADE GEOLÓGICA       | Devoniano                                      | Permo/carbonífero                   | Devoniano                                     | Carbonífero                                    |

Fonte: elaboração própria a partir de Azevedo da Silva, 2007; Bertassoli et. al. 2016; Mabecua et. al., 2019; Bruner e Smosna, 2011, Montgomery et. al. 2005, Lisboa, 2006, Morelato, 2017 e Weniger et. al., 2010; Rocha (2016) e Milani et. al. (1997).

Para avaliação da espessura média e profundidade das formações de folhelhos, bem como o volume, estimativa de reservas e respostas a fraturamentos induzidos são utilizadas informações adicionais obtidas através de furos de sondagens, estudos geofísicos e análises complementares de geoquímica, mineralogia e de propriedades petrofísicas.

Para o Estado de São Paulo foi feito um trabalho para a definição de áreas prospectivas para gás não convencional (*shale gas*) com base em uma análise

preditiva, usando como *input* as informações de acesso aberto sobre indícios de hidrocarbonetos da Formação Irati reportadas nos poços da ANP e como preditores os algoritmos K-Nearest Neighbors (K-NN) e Support Vector Machine (SVM), junto à interpolação feita com o método de interpolação Inverse Distance Weighting (IDW) das profundidades do topo da Formação Irati, também reportadas nos poços da ANP.

Na elaboração do mapa da Figura 3.12, inicialmente foi feita uma avaliação do potencial gera-

dor da Formação Irati por meio de uma integração de dados de geoquímica orgânica disponíveis na literatura usando análises de classificação com o algoritmo K-means<sup>37</sup>, que, como resultado, apontou que no Estado de São Paulo encontram-se amostras de folhelhos negros que cumprem com os requisitos de qualidade de rocha geradora de gás de folhelho, como COT > 2 wt%, sendo que para o caso de valores de COT em profundidade foram utilizados os resultados de Araújo et al. (2000), e a presença de querogênio tipo II e I<sup>38</sup>. No caso da maturação termal, foi assumido que os folhelhos alcançaram a janela de geração de óleo e gás por soterramento e influência do magmatismo da Formação Serra Geral, além de constatar um sistema petrolífero ativo caracterizado pela presença de hidrocarbonetos na Formação Irati.

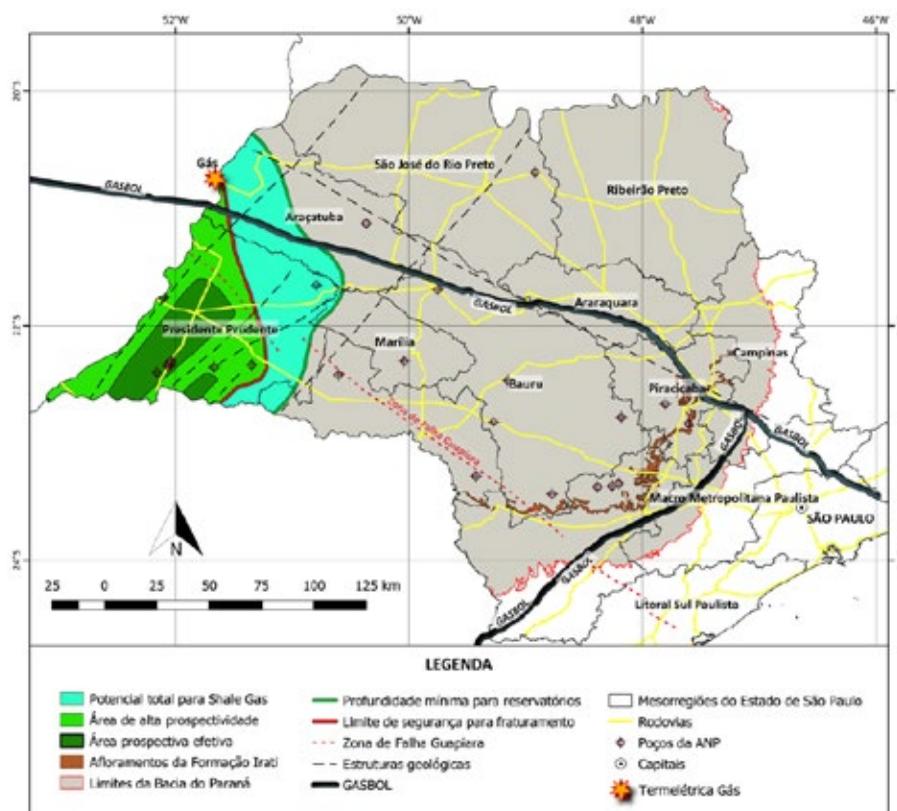
Com base nos resultados positivos da avaliação de potencial gerador, foram definidas as áreas com potencial para produção de gás de folhelho considerando uma profundidade mínima para a Formação Irati de 1500 metros, profundidade esta que foi interpolada usando o método IDW a partir das profundidades do topo da Formação Irati reportadas nos poços da ANP. Também foi considerada a distância mínima vertical entre o topo da Formação Irati e a base do Aquífero Guarani de um km, superior à distância de 588 m que foi considerada por Davies et. al. (2012) como máxima para a propagação de fraturas em processos de fraturamento hidráulico, com base em milhares de operações de fraturamentos realizadas em nos folhelhos de Marcellus, Barnett, Eagle Ford entre outros.

---

37. K-means - método estatístico de agrupamento que tem como finalidade separar um conjunto de dados em grupos, nos quais cada dado pertence ao grupo mais próximo da média.

38. Querogênio é a matéria orgânica sólida insolúvel presente em algumas rochas sedimentares. Existem quatro tipos de querogênio: I, II, III e IV. O tipo I é resultante da decomposição de algas, pode conter microorganismos lacustres e marinhos, e tem potencial para geração principalmente de óleo. O tipo III resulta da decomposição de plantas terrestres, com potencial para geração de carvão e gás. O tipo II é misto entre o I e o III, com potencial maior de geração de gás em relação ao óleo. O tipo IV é o oxidado e não tem potencial de geração de hidrocarbonetos.

FIGURA 3.12: MAPA DE PROSPECTIVIDADE PARA GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL (SHALEGAS) DO ESTADO DE SÃO PAULO, REALÇANDO A PRESENÇA DO GASODUTO DA BOLÍVIA, GASBOL.



Potencial total para shalegas= potencial determinado usando os algoritmos K-NN e SVM, junto com o método de interpolação IDW; Área de alta prospectividade = área que se encontra dentro dos limites típicos de shalegas propostos pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. DOE, 2013), e que respeita a distância mínima vertical de 1km de afastamento da base do Aquífero Guarani; Área prospectiva efetiva = área de alta prospectividade que considera uma margem de segurança de 10 km de distância das principais estruturas geológicas.

Fonte: GASBOL

Portanto, como observado na Figura 3.12, a região situada no extremo oeste do Estado de São Paulo é a área definida com potencial para produzir gás em rochas de baixa permeabilidade, especificamente o gás de folhelho. Dentro do total da área com potencial para produção deste gás, a zona

marcada como área prospectiva efetiva seria a mais adequada por estar a uma distância mais segura (10 km) de fraturas de escala regional, que poderiam, eventualmente, produzir algum tipo de escape de gás.

A partir de uma análise multifatorial preliminar, incluindo não só os aspectos geológicos como também fatores econômicos, ambientais e regulatórios, considera-se que a experiência americana de produção em larga escala de *shale gas* não pode ser replicada no Estado de São Paulo. Entretanto deve ser considerada fortemente a possibilidade de produzir gás de reservatórios de baixa permeabilidade em escala regional, para atendimento de demandas específicas de polos industriais de diversas naturezas, de usinas termelétricas a gás e até mesmo para uso residencial.

Existem vários aspectos multi e interdisciplinares que devem ser considerados em uma possível exploração de gás não convencional na área assinalada na Figura 3.12. Os aspectos técnicos envolvem a necessidade de estudos adicionais e de maior detalhe na definição dos locais dos reservatórios com maior volume acompanhados pelos cálculos e estimativas de reservas de gás através de estudos geofísicos e perfuração de poços, a obtenção de amostras em condições de reservatório para ensaios mineralógicos, geoquímicos e petrofísicos, para a elaboração de projetos técnicos de perfuração de poços direcionais, de fraturamento hidráulico e de produção.

Quanto aos aspectos econômicos deve ser considerado que atividades de produção de gás *onshore* induzem a um rápido desenvolvimento econômico na região por meio da criação de empregos e de indústrias de insumos como materiais usados nas atividades exploratórias, de produção e de trans-

porte de gás natural. Além disso, a viabilidade econômica seria favorecida pelas boas condições de infraestrutura que o Estado de São Paulo oferece, como boas rodovias, estradas de ferro e o gasoduto Gasbol que atravessa a região de produção, o que garantiria um escoamento adequado.

Em relação aos impactos ambientais deve ser considerado que, como a exploração e produção do gás não convencional será em escala mais local, os trabalhos de monitorização e de mitigação de impactos serão possivelmente de mais fácil viabilização, aplicação e eficiência considerando-se a infraestrutura disponível nos órgãos ambientais. Como as tecnologias e equipamentos utilizados na produção foram substancialmente melhorados na última década e, portanto, deverão atender às normas de segurança e as especificações técnicas das boas práticas da engenharia, esses impactos poderão ser minimizados.

Outros aspectos que devem ser considerados estão relacionados a um sistema regulatório efetivo que atenda as necessidades da sociedade sem inviabilizar os empreendimentos, a sistemas de comunicação social adequado sobre informação das atividades desenvolvidas para a sociedade e engajamento dos cidadãos locais a fim de entender e resolver suas preocupações. A transparência dos dados ambientais das atividades produtivas em execução será muito importante e poderá ser feita a partir projetos desenvolvidos por universidades e instituições de pesquisa com publicações dos resultados obtidos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Alferes, C. L. F., Rodrigues, R., Pereira, E. Geoquímica Orgânica Aplicada à Formação Irati, na Área de São Mateus do Sul (PR), Brasil. *Geochimica Brasiliensis*, v. 25, p. 47-54, 2011.
- Araújo, L. M., Trigüis, J. A., Cerqueira, J. R., Freitas, L. C. D. S. The Atypical Permian Petroleum System of the Paraná Basin, Brazil. In MELLO, M. R. & KATZ, B. J., eds., *Petroleum systems of South Atlantic margins: AAPG Memoir*, v. 73, p. 377-402, 2000.
- Azevedo da Silva, C. G. Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. Dissertação de Mestrado apresentada no Instituto de Química da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 212 p., 2007.
- Bergamaschi, S. & Pereira, E. Caracterização de sequências deposicionais de 3ª ordem para o Siluro-Devoniano na sub-bacia de Apucarana, Bacia do Paraná, Brasil. In: J.H.G. Melo & G.J.S. Terra (eds.) *Correlação de sequências paleozóicas sul-americanas. Série Ciência-Técnica-Petróleo*, Petrobrás, Rio de Janeiro. Seção: Exploração de Petróleo, 20:63-72, 2001.
- Bertassoli, D. J., Sawakuchi, H.O., Almeida N.S., Castanheira, B., Alem, V.A.T., Camargo, M.G.P., Krusche, A.V., Brochsztain, S., Sawakuchi, A.O. Biogenic methane and carbon dioxide generation in organic-rich shales from southeastern Brazil, *International Journal of Coal Geology*, 162:1-13, 2016.
- Bruner, K. R., Smosna, R. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, EUA. 2011.
- Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoff, S., Newport, L., Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology*, v. 37, p. 1–6, 2012.
- EIA/ARI. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. *Advanced Resources International*, Arlington, EUA. 2015.
- Lisboa, A.C. Caracterização geoquímica orgânica dos folhelhos neo-permianos da Formação Irati – borda leste da Bacia do Paraná, São Paulo. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 153 p., 2006.
- Mabecua, F. J.; Tassinari, C. C. G.; Pereira, E. Avaliação do potencial de geração de gás e óleo não convencional dos folhelhos negros da Formação Irati na região de Goiás e Mato Grosso, Centro-Oeste do Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 225, p. 21-53, 2019.
- Milani, E. J. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana Sul-ocidental. Tese D.Sc. em Geociências. v. 1 e 2, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 1997.
- Montibeller, C.C., Zanardo, A., Navarro, G.R.B. Decifrando a proveniência dos folhelhos da Formação Ponta Grossa na região de Rio Verde do Mato Grosso e Coxim (MS) através de métodos petrográficos e geoquímicos, *Geol. USP Série Científica*, São Paulo, V. 17 N. 1, p. 41-59, 2017.

Montgomery, S.L., Jarvie, D.M., Bowker, K.A., and Pollastro, R.M. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-million cubic foot potential. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. v. 89:155–175, 2005.

Morelato, R. Bacia do Paraná, Sumário Geológico e Setores em Oferta, *Rodada Brasil*, 15, ANP. p. 18, 2017.

Rocha, H.V., 2016, Estudo Geológico do Potencial de Exploração e Produção de Gás Natural Não convencional na Bacia do Paraná: Avaliação da Viabilidade no Abastecimento da Usina Termelétrica de Uruguaiana (RS). Dissertação de Mestrado Instituto de Energia e Ambiente, USP, p.147

U. S. DEPARTMENT OF ENERGY – OFFICE OF FOSSIL ENERGY (U.S. DOE). NATURAL GAS FROM SHALE: Questions and Answers. Washington, D. C. 2013.

Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A., Krooss, B.M. High pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil, *International Journal of Coal Geology*, 84:190-205, 2010.

## Humberto L.S. Reis

Laboratório de Modelagem Tectônica,  
Departamento de Geologia, Escola de  
Minas, Universidade Federal de Ouro  
Preto (UFOP) - Rede GÁSBRAS-Seção  
Minas Gerais

### 3.5 MINAS GERAIS

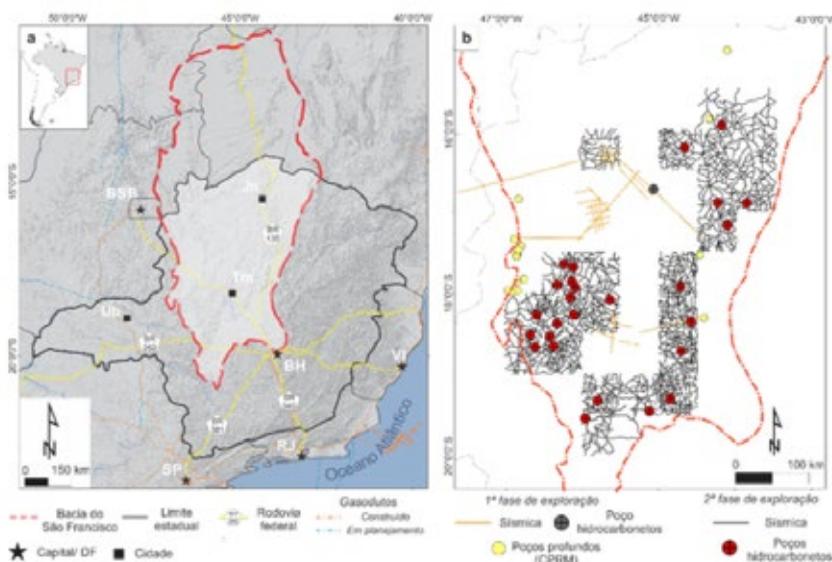
Embora o estado de Minas Gerais ainda não possua nenhum campo produtor, campanhas de exploração de hidrocarbonetos conduzi-

das desde a década de 1960 vêm consolidando seu potencial exploratório para gás natural. Tal potencial é marcado por um amplo acervo de indícios e descobertas na Bacia geológica do São Francisco que, por sua vez, recobre aproximadamente 1/3 da área de todo o estado (Figura 3.13). Diferentemente de outras bacias sedimentares terrestres do Brasil, a Bacia do São Francisco contém rochas predominantemente pré-cambrianas (mais velhas que 540 milhões de anos), cuja evolução geológica culminou no desenvolvimento de um dos sistemas petrolíferos mais antigos conhecidos (Figura 3.13).

FIGURA 3.13:

(A) A Bacia geológica do São Francisco e principais estradas e redes de gasodutos disponíveis em Minas Gerais e regiões adjacentes.

(B) Parte dos dados de subsuperfície disponíveis na bacia (poços e seções sísmicas), levantados ao longo das duas fases de exploração de hidrocarbonetos entre 1960 e 2020 pela iniciativa privada e através de esforços e investimentos governamentais.



Modificado de Reis (2016) e Reis (2018).

A seções seguintes apresentam uma síntese dos principais elementos geológicos, histórico de exploração e sistema petrolífero da Bacia do São Francisco, bem como seu potencial exploratório em Minas Gerais. Por não apresentar potencial conhecido para a exploração e produção de hidrocarbonetos no estado, a porção nordeste da Bacia do Paraná que recobre a região do Triângulo Mineiro não será tratada neste capítulo.

## BACIA DO SÃO FRANCISCO

A Bacia geológica do São Francisco corresponde a uma grande província sedimentar terrestre que se distribui por cerca de 350.000 Km<sup>2</sup>, ao longo dos estados de Minas Gerais, Goiás, Bahia e Tocantins (Alkmim & Martins-Neto 2012, Reis *et al.* 2017). Parcialmente coincidente com a bacia hidrográfica homônima, contém sequências sedimentares predominantemente depositadas entre ~1800 e 520 milhões de anos atrás. Estas sucessões recobrem um embasamento composto por rochas metamórficas mais antigas e são localmente recobertas por depósitos sedimentares paleozoicos, mesozoicos a recentes (Figuras. 3.14e 3.15).

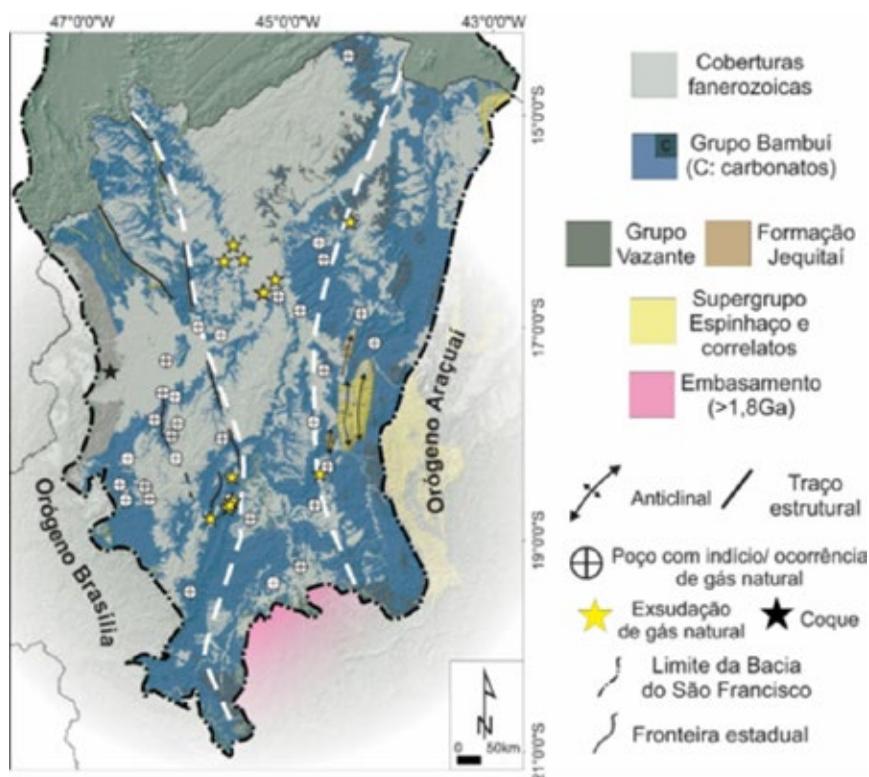
Dados disponíveis revelam que a Bacia do São Francisco registra uma história geológica polícíclica, marcada por sucessivos ciclos de formação de bacias empilhados no tempo e espaço (Alkmim & Martins-Neto 2012, Reis *et al.* 2017) (Figuras. 3.14 e 3.15). Estes ciclos culminaram na deposição e preservação de rochas sedimenta-

res com mais de 10 km de espessura e incluem o desenvolvimento de: i) um depocentro do tipo *rift* entre a era mesoproterozoica e a era neoproterozoica (1,3 -0,9 Ga), que evoluiu para uma margem passiva a oeste; ii) um *rift* desenvolvido durante a era neoproterozoica (entre 0,9 e 0,65 Ga) e que evoluiu para uma margem passiva a leste e uma margem passiva associada a arco a oeste; e iii) um sistema bacinal de antepaís contemporâneo a um importante evento orogênico com idade ediacarana-cambriana (~0,63-0,50 Ga) e que permitiu a formação de um mar restrito que recobria grande parte do que é atualmente o estado de Minas Gerais (e.g., Reis *et al.* 2017b, Uhlein *et al.*, 2019; Caetano-Filho *et al.* 2019). Os primeiros dois ciclos bacinais sucederam a nucleação de um rifte mais antigo (entre ~1,8 e 1,3 Ga?) e culminaram na compartimentação do embasamento da bacia em dois altos estruturais e um gráben de direção NW-SE. Este gráben contém as seções sedimentares mais espessas conhecidas na região e é denominado Aulacogeno Pirapora. No último episódio pré-cambriano a cambriano, as rochas pré-cambrianas foram localmente capturadas por cinturões orogênicos de falhas e dobras, cujas porções mais profundas encontram-se atualmente expostas nas margens da bacia (Reis *et al.*, 2017). Curiosamente, este mesmo evento orogênico foi responsável pelo desenvolvimento de uma das cadeias de montanhas com estilo moderno mais antigas conhecidas no registro geológico. Suas feições geomorfológicas originais, entretanto, foram inteiramente remodeladas por processos tectônicos, intempéricos e erosivos ao longo das últimas centenas de milhões de anos.

Contrastando com as demais bacias sedimentares terrestres do Brasil, a arquitetura geológica principal da Bacia do São Francisco é definida, sobretudo, por seus elementos pré-cambrianos, sendo que unidades paleozoicas são encontradas apenas de forma restrita. Por outro lado, sucessões sedimentares e rochas ígneas e vulcanogênicas cretácicas ocorrem amplamente ao longo dos seus setores sudoeste, centro-oeste e norte. Apesar disso, estas unidades apresentam espessuras de apenas poucas centenas de

metros e sua formação causou alterações menos significativas na arquitetura tectono-estratigráfica da Bacia do São Francisco. Correspondem ao registro geológico intracontinental da abertura do Oceano Atlântico Sul sendo, portanto, contemporâneas ao desenvolvimento da Bacia do Recôncavo-Tucano-Jatobá, das bacias da margem continental brasileira e de sucessões sedimentares e magmáticas mesozoicas preservadas em outras bacias terrestres (e.g., Milani et al. 2007, Heilbron et al. 2017, Alkmim & Reis 2020).

FIGURA 3.14: MAPA GEOLÓGICO SIMPLIFICADO DA BACIA DO SÃO FRANCISCO MOSTRANDO A DISTRIBUIÇÃO DAS PRINCIPAIS UNIDADES SEDIMENTARES PRÉ-CAMBRIANAS E FANEROZOICAS, BEM COMO ELEMENTOS GEOLÓGICOS ESTRUTURAIS E OCORRÊNCIAS DE GÁS NATURAL E COQUE CONHECIDAS.



Fonte: Modificado de Alkmim & Martins-Neto (2001) e Heineck et al. (2003).

As linhas tracejadas em branco marcam os limites dos domínios em que as rochas pré-cambrianas e cambrianas encontram-se deformadas pelos cinturões de falhas e dobras de antepaís Brasília e Araçuaí, a oeste e leste, respectivamente.

## HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO, DADOS DISPONÍVEIS E ESTÁGIO ATUAL

Os primeiros relatos de hidrocarbonetos na Bacia do São Francisco datam do séc. XIX (Pinto et al. 2001). Entretanto, campanhas de exploração se iniciaram apenas em meados do séc. XX e se desenvolveram ao longo de duas fases distintas: i) uma entre as décadas de 1960 e 1990 e ii) uma após a quebra do monopólio do petróleo no Brasil, iniciada nos anos 2000 e ainda ativa (e.g., Fugita & Clark 2001, Zalán & Romeiro-Silva 2007, ANP 2018, Reis 2018). Combinadas a esforços governamentais, da academia e investimentos realizados através da Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais (CODEMGE) e do Serviço Geológico Brasileiro (CPRM), tais campanhas culminaram num acervo total de 57 poços profundos perfurados (e três abandonados ou desviados), em mais de 22.000 km adquiridos de sísmica 2D, na cobertura total do estado de Minas Gerais por mapas geológicos na escala 1:100.000 e levantamentos aerogeofísicos de alta resolução e na produção de inúmeros trabalhos científicos, incluindo teses e dissertações (Reis 2018).

Atualmente, todos os contratos de exploração concedidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) na bacia

estão suspensos, em virtude da falta de regulação e legislação ambiental apropriada para exploração e produção de recursos não convencionais. Tais contratos encontram-se sob operação das empresas Cemes Petróleo S.A. (consórcio Imetame-CODEMIG-CEMIG), Imetame Energia Ltda (consórcio Imetame-CODEMIG-CEMIG) e Cisco OilandGas (Reis 2018). Juntamente com recursos despendidos pela Shell, Petrobras e Petra Energia S.A. desde a Rodada de Licitações 7 (2005), estima-se um investimento privado superior a R\$ 1,2 bi na bacia ao longo da mais recente fase exploratória. Este investimento concentrou-se exclusivamente no estado de Minas Gerais.

## SISTEMA PETROLÍFERO, INDÍCIOS E DESCOBERTAS DE GÁS NATURAL

Ao longo das campanhas exploratórias realizadas na Bacia do São Francisco, mais de 40 indícios e descobertas de gás natural foram documentados em Minas Gerais. Tais ocorrências associam-se exclusivamente às coberturas sedimentares pré-cambrianas e revelam um conjunto único de características para o sistema petrolífero da bacia, incluindo: i) elementos e processos antigos, pré-cambrianos a cambrianos; ii) elevado estágio de degradação termal e iii) complexa história geológica de formação e preservação (Reis, 2018). Apesar destas características únicas, os resultados exploratórios disponíveis indicam um sistema petrolífero efetivo e com características típicas de sistemas petrolíferos não convencionais, tais quais, reservatórios com baixas permo-porosidades, rochas geradoras supermatargas e contatos

água-hidrocarbonetos pouco nítidos ou inexistentes (Figuras. 3.15 e 3.16). As informações disponíveis definem a Bacia do São Francisco como uma bacia do tipo gasprone.

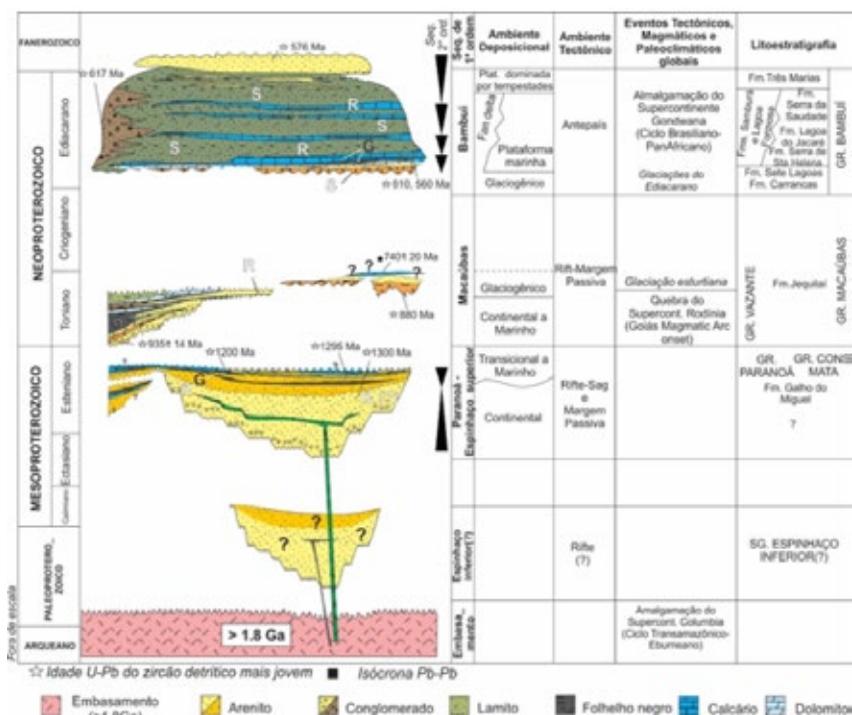
Abaixo, são descritos os principais elementos e processos do sistema petrolífero da Bacia do São Francisco conhecidos até o momento.

**a. Rochas geradoras e reservatórios**

Rochas com potencial gerador (ricas em matéria orgânica) foram identificadas em três intervalos estratigráficos distintos: i) folhelhos marinhos de idade meso a neoproterozoica e com conteúdo

de carbono orgânico total (COT) superior a 1%; ii) folhelhos de idade neoproterozoica com COT de até c. 15%; e iii) e folhelhos e rochas carbonáticas pós-glaciais ediacaranas-cambrianas, com COT de até 3,5 % (e.g., Martins-Neto 2009, Reis &Suss, 2016) (Figuras. 3,15 e 3.16). Em geral, essas rochas exibem baixos teores de hidrogênio em virtude de seu elevado grau de maturidade térmica, sendo comumente classificadas como supermaturas. Embora a degradação termal dificulte a classificação dos geradores quanto à sua natureza, suas características composicionais, texturais, acervo microfossilífero e idade indicam que se trata de geradores do tipo I ou II (e.g., Sanchez 2015, Reis 2018).

FIGURA 3.15: CARTA ESTRATIGRÁFICA DE ELEMENTOS E PROCESSOS DO SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA DO SÃO FRANCISCO.



Fonte: Reis et al., 2017.

Os principais reservatórios identificados junto à Bacia do São Francisco correspondem a arenitos mesoproterozoicos de baixa porosidade (*tight sandstones*) e carbonatos ediacarano-cambrianos de baixa porosidade (*tight carbonates*) (Fugita & Clark-Filho 2001, Dignart 2013, Reis 2018) (Figuras 3.15 e 3.16). Estes reservatórios exibem porosidades secundárias de até 6-10%, permeabilidades da ordem de miliDarcys e produziram gás natural em testes de formação ao longo distintos poços perfurados na bacia. Um terceiro tipo de reservatório

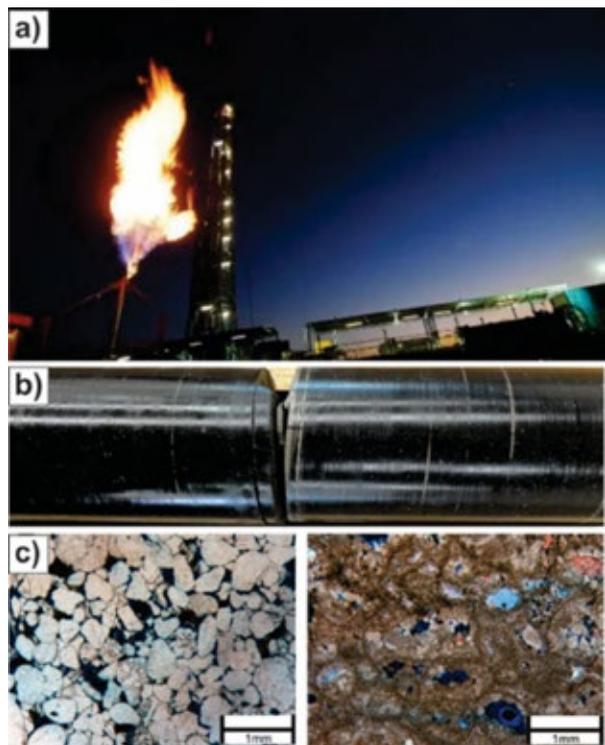
foi identificado em siltitos/arenitos finos fraturados de idade ediacarano-cambriana. Estes reservatórios produziram significativos volumes de gás natural em testes de formação e exibem porosidades secundárias entre 1 e 2%, quase que exclusivamente relacionadas a fraturas (Reis 2018). Dada a alta maturidade térmica e a escassez de hidrocarbonetos preservados junto às rochas geradoras descritas anteriormente, a existência de reservatórios do tipo shales/gas/oil foi descartada durante campanhas exploratórias recentes.

#### FIGURAS 3.16:

(A) Poço queimando gás natural durante teste de formação na região de Morada Nova de Minas (MG).

(B) Folhelho negro mesoproterozoico de origem marinha e com COT superior a 1%.

(C) Principais reservatórios não convencionais da Bacia do São Francisco: i) arenito fluvial mal-selecionado (*tightsandstone*) de idade mesoproterozoica, com baixa porosidade e permeabilidade da ordem de miliDarcys (esquerda) e ii) *tight carbonate* ediacarano-cambriano com porosidade secundária (direita).



Fonte: (a) Foto disponibilizada pelo Governo do Estado de Minas Gerais e publicada no portal de notícias O Tempo (<https://www.otempo.com.br/cidades/governo-anuncia-potencial-de-gas-natural-encontrado-em-morada-nova-de-minas-1.453797>). (b) e (c) reproduzidas de Reis (2018).

Cores azuis nas duas fotos ressaltam os poros naturais das rochas que podem ocorrer preenchidos por hidrocarbonetos e outros fluidos bacinais.

## **b. Armadilhas (traps) e selos**

Mecanismos focalizadores para a acumulação de hidrocarbonetos na bacia associam-se, sobretudo, a armadilhas estratigráficas desenvolvidas pelo afinamento lateral das camadas sedimentares que hospedam os reservatórios. Tais armadilhas foram identificadas nas margens sul e norte do Aulacógeno Pirapora. Uma vez que os principais reservatórios da bacia apresentam caráter secundário, considera-se que processos diagenéticos também exerçam importante papel como armadilhas para as acumulações de hidrocarbonetos. Adicionalmente, armadilhas estruturais associadas a corredores de deformação transcorrentes, dobras associadas a falhas cegas e outras zonas deformadas também foram identificadas, sobretudo, nas porções oeste e leste da bacia, junto aos cinturões de falhas e dobras (Figura. 3.14).

Os principais selos responsáveis pelo aprisionamento dos hidrocarbonetos encontrados na bacia correspondem a espessos pacotes predominantemente formados por pelitos de idade ediacarana-cambriana. Tais unidades recobrem intervalos em que reservatórios de gás foram identificados e se distribuem continuamente ao longo de praticamente toda a Bacia do São Francisco, podendo atingir centenas de metros de espessura. Apesar de descontínuos regionalmente, diamictitosglaciogênicos depositados em bacia rifte-margem passiva neoproterozoica e durante o ediacarano também podem configurar importantes selos locais (Figura. 3.15).

## **c. Geoquímica e descobertas de gás natural: hidrocarbonetos, hélio e hidrogênio**

Descobertas de gás natural baseadas em evidências diretas e indiretas (petrofísicas) foram notificadas em poços na Bacia do São Francisco ao longo de diferentes setores. Tais descobertas se somam a ocorrências de gás natural em poços rasos perfurados para água e exsudações naturais relativamente comuns nas porções sudoeste, central e norte da bacia (Figura. 3.14). Em todos os casos analisados, o gás natural é seco (mostrando elevadas concentrações CH<sub>4</sub> em relação aos demais alcanos), apresenta quantidades variáveis de nitrogênio e concentrações de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e CO insignificantes ou nulas. Quantidades significativas de hélio (até c. 1,6%) identificadas em 4 poços revelam potencial econômico adicional para as ocorrências conhecidas na bacia. Concentrações entre 20 e 40% de hidrogênio nativo descobertas em poços do setor leste da bacia e exsudações naturais vem sendo foco de pesquisas desenvolvidas em cooperação entre a Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), Universidade de São Paulo (USP) e instituições de ensino e pesquisa inglesas, canadenses e francesas (Flude et al. 2019). Tais pesquisas tem como objetivo compreender a origem, migração e acumulação natural deste composto, bem como seu potencial econômico como nova fonte energética limpa. De uma forma geral, a composição e assinatura geoquímica dos hidrocarbonetos da bacia indicam proporções variáveis de gases termogênicos e biogênicos, com alguma contribuição abiogênica.

Até o momento, nenhuma ocorrência de petróleo vivo foi documentada na Bacia do São Francisco durante campanhas exploratórias. Entretanto, resíduos carbonosos preservados em fraturas e poros de rochas carbonáticas ediacaranas vem sendo interpretados como óleo morto/betume (e.g., Tonietto 2011). Adicionalmente, um material interpretado como coque foi descrito preenchendo cavidades em dolomitos na Província Mineral de Vazante, extremo oeste da bacia (Figura. 3.14).

#### **d. Geração, migração e acumulação**

A longa e policíclica história geológica da Bacia do São Francisco sugere múltiplas fases de geração, migração, acumulação e destruição de hidrocarbonetos. Apesar disso, considera-se que a principal fase (clímax) ocorreu no limite entre o Ediacarano e o Cambriano (~630-480 Ma), contemporaneamente às fases finais do sistema bacinal de antepaís e ao desenvolvimento dos cinturões de falhas e dobras que afetam as rochas mais antigas da bacia em suas margens leste e oeste (Figura. 3.14). Neste momento, os intervalos geradores atingiram profundidades e temperaturas suficientes para converter seu conteúdo orgânico original em hidrocarbonetos e expulsá-los para os reservatórios siliciclásticos e carbonáticos. Selados por pelitos e arenitos finos fechados recém-depositados, tais hidrocarbonetos se acumularam junto a armadilhas estratigráficas meso/neoproterozoicas existentes e armadilhas de natureza estrutural formadas durante o desenvolvimento dos cinturões de falhas e dobras. Apesar

de pouco compreendidas, zonas fraturadas (associadas ou não a falhas) e camadas porosas lateralmente contínuas (*carrierbeds*) poderiam ter funcionado como as principais rotas de migração para os hidrocarbonetos produzidos neste episódio. Exsudações controladas por sistemas de fraturas nas porções sudoeste da Bacia do São Francisco indicam que algumas destas rotas continuam ativas, mesmo após centenas de milhões de anos (Reis, 2011).

As características gerais do sistema petrolífero e a composição dos gases conhecidos na bacia sugerem que durante o episódio descrito acima as rochas pré-cambrianas foram submetidas a profundidades e temperaturas suficientes para destruir grande parte da porosidade primária dos reservatórios, degradar termalmente os geradores, destruir, remobilizar e *crackear* acumulações de óleo e gás convencionais formadas em estágios anteriores (Reis 2018). Tais processos teriam sido mais severos na porção leste da bacia, onde feições metamórficas indicam paleotemperaturas mais elevadas (Alkmim & Martins-Neto, 2012). Segundo as poucas modelagens do sistema petrolífero existentes (Bertoni 2014), os geradores ediacaranos teriam atingido condições de geração há cerca de 500 milhões de anos, o que indica considerável tempo de residência para as acumulações conhecidas. Por registrarem processos geológicos menos expressivos na Bacia do São Francisco, eventos paleozoicos e mesozoicos teriam influenciado ou obliterado o sistema petrolífero pré-cambriano/cambriano apenas localmente.

## ASPECTOS ECONÔMICOS SOBRE O GÁS NATURAL DA BACIA DO SÃO FRANCISCO

Há poucos dados públicos sobre as reservas/recursos, economicidade e comercialidade das acumulações identificadas na bacia. Estimativas realizadas durante campanhas exploratórias recentes indicam reservas superiores a 1 Tcf *in place*. Entretanto, aspectos relacionados à capacidade de produção destes reservatórios e sua economicidade ainda precisam ser avaliados através de campanhas de estimulação e testes de produção de longa duração. Uma vez produzidos, estes hidrocarbonetos poderiam ser escoados através dos poucos gasodutos exis-

tentes no estado e regiões adjacentes (Figura 3.13) e, se economicamente viável, na forma de GNL. Sob condições econômicas adequadas, a grande rede de distribuição elétrica existente no estado e em todo país pode representar ainda uma alternativa viável para a comercialização do gás natural a partir da implantação de usinas termoeletricas próximo a áreas produtoras, seguindo o chamado modelo *gastowire*. Uma vez que a Bacia do São Francisco localiza-se junto ao principal mercado consumidor do Brasil, o gás natural produzido poderia contribuir para suprir a crescente demanda energética de Minas Gerais e demais estados da região sudeste.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alkmim F.F. & Martins-Neto M.A. 2012. Proterozoic first-order sedimentary sequences of the São Francisco craton, eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 33(1):127-139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.011>
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em: 5/12/2017.
- Pinto C.P., Pinho J.M.M., Sousa H.A. de. 2001. Recursos minerais e energéticos da Bacia do São Francisco em Minas Gerais: uma abordagem regional. In: Pinto C.P., Martins-Neto M.A. (eds.). *Bacia do São Francisco: Geologia e Recursos Naturais*. Belo Horizonte, Sociedade Brasileira de Geologia (SBG), p.139-160.
- Reis H.L.S. 2011. Estratigrafia e tectônica da Bacia do São Francisco na zona de emanções de gás natural do baixo Rio Indaiá (MG). Dissertação de Mestrado, Departamento de Geologia, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 127 p.
- Reis H.L.S., Alkmim F.F., Fonseca R.C.S., Nascimento T.C., Suss J.F., Prevatti L. 2017a. The São Francisco basin. In: Heilbron M., Cordani U.G., Alkmim F.F. (eds.). *São Francisco craton, Eastern Brazil: Tectonic Genealogy of a miniature continent*. Suíça, Springer International Publishing, p. 117-143. ISBN: 978-3-319-01714-3

**Anderson José Maraschin**  
 Instituto do Petróleo e dos Recursos  
 Naturais (IPR) – Pontifícia Universidade  
 Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS)

**Rosalia Barili da Cunha**  
 Instituto do Petróleo e dos Recursos  
 Naturais (IPR) – Pontifícia Universidade  
 Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS)

### 3.6 RIO GRANDE DO SUL E SANTA CATARINA

Os folhelhos orgânicos da Formação Irati na Bacia do Paraná são considerados os maiores produtores de hidrocarbonetos dentre os reservatórios não convencionais das bacias sedimentares terrestres brasileiras economicamente mais interessantes. Embora sejam produtores de óleo e derivados na usina industrial de São Mateus do Sul (PR), os folhelhos Irati no Rio Grande do Sul, seja em afloramento ou em subsuperfície, não são economicamente explotáveis, apesar das características geoquímicas os considerarem como potenciais rochas geradoras de hidrocarbonetos.

Será apresentado, brevemente, o esforço exploratório nos folhelhos orgânicos da Formação Irati em território gaúcho, bem como suas características geoquímicas.

#### AS TENTATIVAS PARA A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DOS FOLHELHOS IRATI EM TERRITÓRIO GAUCHO

O primeiro registro oficialmente publicado sobre a ocorrência dos folhelhos orgânicos na Bacia do

Paraná remete ao 'Relatório Final da Comissão de Estudos das Minas de Carvão de Pedra do Brasil' (White, 1908). Conhecido como Relatório White, apresentava a primeira coluna estratigráfica da Bacia do Paraná onde constava os 'Schystos Oleígenos do Irati'. No entanto, o trabalho mais emblemático sobre a viabilidade das rochas oleígenas brasileiras e, em especial os folhelhos orgânicos da Formação Irati, deve-se ao químico Sylvio Fróes de Abreu. Em 1936, o autor publica 'Rochas Oleígenas Brasileiras e seu Aproveitamento'

Devido ao sucesso da usina industrial para a extração do óleo e derivados implantados em São Mateus do Sul (PR) em 1972, a Petrobras enfocou o interesse para os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. À época, o Rio Grande do Sul já continha reservas medidas correspondente a  $\frac{1}{4}$  das reservas nacionais de 'óleo de xisto'. Estes volumes seriam suficientes para a produção de 50 mil barris/dia durante 42 anos, correspondendo a 5,5% da importação brasileira de petróleo ou a 60% do consumo do Estado do Rio Grande do Sul.

A partir do interesse da Petrobras, em 1979 deputados gaúchos criaram a 'Comissão Especial do Xisto' (CEX) no Rio Grande do Sul, com o objetivo de discutir a viabilidade de construir uma usina semelhante à usina de São Mateus do Sul, aproveitando o potencial dos folhelhos orgânicos nos municípios de Dom Pedrito e São Gabriel, com produção diária estimada de 50 mil barris/óleo e 900 toneladas de enxofre. Em relatório conclusivo, resultado da última sessão e publicado em 17/07/1980, verificou-se que havia tecnologia e viabilidade econômica para a implanta-

ção de uma usina para o processamento do xisto em Dom Pedrito ou em São Gabriel, adotando o modelo bem sucedido de São Mateus do Sul. Entretanto, o valor em moeda americana para o investimento seria muito superior ao projetado. Além disso, a Petrobras, responsável pela implantação da usina, abandonou a ideia de novos investimentos em bacias terrestres, voltando seu interesse em bacias marinhas de águas profundas, tais como as bacias de Campos e Santos nos litorais de São Paulo e Rio de Janeiro.

## O CONTEXTO GEOLÓGICO DA FORMAÇÃO IRATI

A Bacia do Paraná compreende uma vasta área de 1,5 milhão de km<sup>2</sup>, distribuídos entre o Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai. O preenchimento sedimentar-magmático da bacia inclui seis unidades estratigráficas, depositadas a partir do Neo-Ordoviciano (458 milhões de anos) e finalizando no Neocretáceo (cerca de 90 milhões de anos), atingindo espessuras com até sete km em seu depocentro (Milani et al. 2006).

Embora a Bacia do Paraná não seja considerada como uma bacia potencialmente produtora de hidrocarbonetos, tentativas de estudá-las resul-

tou na perfuração de 124 poços dos quais 26 apresentaram indícios de hidrocarbonetos, além de levantamentos geofísicos de magnetometria, aerogravimetria e gravimetria (ANP, 2007).

O interesse para a exploração de hidrocarbonetos na bacia deu-se devido à ocorrência de gás natural no Campo de Barra Bonita (Paraná) e nos folhelhos orgânicos da Formação Irati, considerados os mais expressivos folhelhos oleígenos produtores das bacias sedimentares terrestres brasileiras. Assim, estabeleceram-se dois sistemas petrolíferos para a bacia: (I) Ponta Grossa-Furnas/Itararé e (II) Irati-Pirambóia/Rio Bonito. No Rio Grande do Sul ocorre apenas o sistema petrolífero Irati-Rio Bonito/Pirambóia.

A Formação Irati, que data do Permiano Inferior (278.4 milhões de anos), unidade basal do Grupo Passa Dois, é constituída de pelitos (argilitos e siltitos), margas e folhelhos orgânicos na metade sul da bacia e, na porção norte, por ritmitos calcários-pelíticos, folhelhos, carbonatos estromatolíticos e, subordinadamente, evaporitos (Milani et al. 2006). A formação aflora na borda leste da bacia, abrangendo os estados de Goiás, São Paulo, Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul (Figura 3.17). No Rio Grande do Sul, em subsuperfície atinge profundidades em torno de 280 metros.

FIGURA 3.17 - MAPA DE OCORRÊNCIAS DOS AFLORAMENTOS DO GRUPO PASSA DOIS, O QUAL INCLUI A FORMAÇÃO IRATI. 1. RIO CLARO (SP), 2. SÃO MATEUS DO SUL (PR) E 3. SÃO GABRIEL (RS).



Fonte: Modificado de Soares, 2003.

Os folhelhos orgânicos ocorrem exclusivamente no Membro Assistência, a porção superior da formação. Essas rochas são interpretadas como depósitos marinhos, caracterizado por um mar epicontinental<sup>39</sup> muito raso, com comunicação restrita com o mar aberto. Nesse contexto não haveria grande circulação de correntes e as águas calmas e estratificadas, onde praticamente não havia mistura de água de fundo com a superficial, criaram um ambiente com condições anóxicas (sem oxigênio) no fundo, onde os folhelhos orgânicos foram formados (Lavina, 1991; Soares, 2003). Apesar dessa grande calma-

ria, eventualmente, ocorriam grandes tempestades (Xavier, 2014).

No Rio Grande do Sul, a principal ocorrência dos folhelhos orgânicos é o afloramento Passo do São Borja, na cidade de São Gabriel (Figura 2). Além dos folhelhos, ocorrem rochas carbonáticas com registros fósseis de répteis aquáticos (mossaurídeos) e plantas fósseis (Glossopteris). Essas ocorrências indicam que, durante o Permiano, ambos os continentes Africano e Americano estiveram unidos por uma mesma massa de terra continental, denominada Supercontinente

39. Mar epicontinental: Mar raso que cobre extensa região de plataforma continental, a exemplo do Mar Báltico e do Mar do Norte.

Gondwana (Barberena&Timm, 2001). Em subsuperfície, a cerca de 280 metros, intrusões ígneas, responsáveis pela maturação térmica da maté-

ria orgânica presente nos folhelhos orgânicos podem ser encontradas em rochas recuperadas durante a perfuração de poços.

FIGURA 3.18 - AFLORAMENTO PASSO DO SÃO BORJA, EM SÃO GABRIEL, MOSTRANDO NA BASE OS CALCÁRIOS FOSSILÍFEROS E NO TOPO OS FOLHELHOS ORGÂNICOS



Fonte: extraído de Xavier, 2014.

### O POTENCIAL GEOQUÍMICO DOS FOLHELHOS IRATI NO RIO GRANDE DO SUL

Considera-se um reservatório não convencional de hidrocarbonetos quando a rocha que os gera também os armazena. Em termos econômicos, é quando se faz necessária a criação de uma tecnologia adequada para extraí-los (Slatt, 2011). Os folhelhos orgânicos Irati são o mais clássico exemplo de reservatório não convencional das bacias sedimentares brasileiras, uma vez que o óleo ali gerado também está armazenado.

A geração dos hidrocarbonetos presentes nos folhelhos Irati ocorreu por uma combinação dos efeitos de soterramento, determinante para a janela de geração do óleo. Porém, além das condições esperadas durante o soterramento, deve-se considerar o efeito térmico causado pelas intrusões ígneas associadas à abertura do Oceano Atlântico, as quais causaram uma maturação atípica da matéria orgânica (Souza et al., 2008; Thomaz Filho et al., 2008; Santos et al., 2009; Martins et al., 2020, entre outros).

Os folhelhos oleígenos que constituem a Formação Irati, em várias localidades da Bacia do Paraná, são as rochas orgânicas com o maior número de estudos geoquímicos disponíveis na literatura (Lisboa, 2006, Rondón, 2007; Silva, 2007; Horta Jr., 2014; Holanda et al., 2018, entre outros). Os teores de carbono orgânico total variam de 0,1% a até 23%, com matéria orgânica tipo I (geração de óleo) e alto potencial gerador (100 a 200 Kg HC/ton), o que os torna rochas-fonte de hidrocarbonetos, comprovado por análises de geoquímica orgânica adicionais, tais como pirólise e biomarcadores.

Entretanto, estudos de geoquímica orgânica e isotópica em amostras dos folhelhos Irati do Rio Grande do Sul são praticamente inexistentes.

Maraschinet al. (2015) analisaram amostras coletadas em afloramento e em testemunhos. Valores de Carbono Orgânico Total entre 13,6% e 15,3% indicaram que a matéria orgânica contém quantidades suficientes de carbono orgânico para gerar hidrocarbonetos, porém o estágio imaturo da matéria orgânica deve ser considerado à real condição de rocha potencialmente produtora.

Assim, embora não haja interesse econômico exploratório nos folhelhos orgânicos Irati no Rio Grande do Sul, essas rochas representam o mais expressivo reservatório não convencional de hidrocarbonetos das bacias sedimentares terrestres brasileiras, o que as tornam propícias para estudos de *shale gas/shale oil* e CBM (*Coal Bed Methane*) em território nacional.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- ABREU, Sylvio Fróes. 1938. Rochas oleigenas do Brasil e seu aproveitamento. Rio de Janeiro, RJ.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural Bicomustíveis. 2007. 1º Workshop sobre a Bacia do Paraná. Rio de Janeiro, RJ.
- ARAÚJO-BARBERENA, D.; TIMM, L.L. 2001. Características estruturais dos Mesossauros e suas adaptações ao meio aquático. In: Holz, M.; & De Ros, L. F. Paleontologia do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, CIGO/UFRGS. p.194-209.
- CP. 1982. A Industrialização do Xisto no Brasil. Cadernos Petrobras 6, Serviço de Comunicação Social da Petrobras, Rio de Janeiro, RJ. 80p.
- CEX – Comissão Especial do Xisto. 1980. É Hora do Xisto. Assembleia Legislativa do Estado do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS. 354p
- HOLANDA, W., Bergamaschi, S., Santos, A.C., Rodrigues, R. & Bertolino, L.C. 2018. Characterization of the Assistência Member, Irati Formation, Paraná Basin, Brazil: Organic Matter and Mineralogy. *Journal of Sedimentary Environments*, 3(1):36-45
- HORTA JR., L.F.F. 2014. Expressão Areal dos Valores de Carbono Orgânico Total da Formação Irati/Mb Assistência na borda leste da Bacia do Paraná. Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- LAVINA, E. L. 1991. Geologia sedimentar e paleogeografia do Neopermiano e Eotriássico (intervalo Kazaniano-Scythiano) da Bacia do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS.
- LEITH, Charles Kenneth. 1931. World minerals and world politics: a factual study of minerals in their political and international relations. Whittlesey House, McGraw-Hill Book Company, Incorporated.
- LISBOA, A.C. 2006. Caracterização geoquímica orgânica dos folhelhos Neopermianos da Formação Irati na borda leste da Bacia do Paraná, SP. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ. 171p.
- MARASCHIN, A.J., Rodrigues, L.F., Cruz, G.F., Martins, L.L., Ramos, A. & Lourega, R.V. 2015. Análise geoquímica e isótopos estáveis de C da matéria orgânica da Formação Irati (Bacia do Paraná): Avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos. XV Congresso Brasileiro de Geoquímica, Brasília, DF.
- MARTINS, C.M. S., Cerqueira, J.R., Ribeiro, H.J.P.S., Garcia, K.S., Silva, N.N. & Queiroz, A.F.S. 2020. Evaluation of thermal effects of intrusive rocks on the kerogen in the black shales of Irati Formation (Permian), Paraná Basin, Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, 100: 102-117.
- MILANI, Edison José; FRANÇA, Almério Barros; MEDEIROS, R. A. 2006. Rochas geradoras e rochas-reservatório da Bacia do Paraná, faixa oriental de afloramentos, Estado do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 1, p. 135-162.

OLIVEIRA, Euzebio Paulo de. Rochas petrolíferas do Brasil. Rio de Janeiro. 1920. Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, p. 101-102.

RONDÓN, Noelia Del Valle Franco. 2007. Caracterização geoquímica e petrográfica dos produtos da hidropirólise (Rocha Hidropirolisada, betume e óleo expulso) em rochas geradas de petróleo das bacias do Paraná (Fm. Irati), Brasil e Puertollano, Espanha.

SANTOS, R.V., Dantas, E.L., Oliveira, C.G., Alvarenga, C.J.S., Anjos, C.W.D., Guimarães, E.M. & Oliveira, F.B. 2009. Geochemical and thermal effects of a basic sill on Black shales and limestones of the Permian Irati Formation. *Journal of South American Earth Sciences*, 28: 14-24.

SILVA, Carla Grazieli Azevedo. 2007. Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS. 238p.

SLATT, Roger M. 2011. Important geological properties of unconventional resource shales. *Central European Journal of Geosciences* 3(4): 435-448.

SOARES, Marina B. 2003. A taphonomic model for the Mesosauride assemblage of the Irati Formation (Paraná Basin, Brazil). *Geologica Acta* 1(4): 349, 2003.

SOUZA, I.V.A.F., Mendonça Filho, J.G. & Menezes, T.R. 2008. Avaliação do efeito térmico das intrusivas ígneas em um horizonte potencialmente gerador da Bacia do Paraná: Formação Irati. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2): 138-148.

THOMAZ FILHO, A., Mizusaki, A.M. & Antonioli, L. 2008. Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2): 128-137.

TUCKER, M. E. 1991. *Sedimentary petrology: an introduction to the origin of sedimentary rocks*. John Wiley & Sons.

WHITE, I. C. 1908. Relatório final da Comissão de Estudos das Minas de Carvão de Pedra do Brasil, Rio de Janeiro, RJ.

XAVIER, Pedro Luis. 2014. Grandes tempestades na Formação Irati (permiano inferior) Do Rio Grande do Sul: interpretações tafonômicas e Faciológicas. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS.

**Oderson Antônio de Souza Filho**

**Maria Antonieta Alcântara Mourão**

Pesquisadores do Serviço Geológico do Brasil - CPRM

### 3.7 BACIA DO SÃO FRANCISCO E A BACIA DO PARNAÍBA

Dentre as várias áreas de ocorrência de gás natural, foram selecionadas, para caracterização, duas bacias sedimentares distintas em termos geológicos, hidrogeológicos e das formas de acumulação do hidrocarboneto gasoso: a Bacia do São Francisco e a Bacia do Parnaíba (Figura 3.19).

#### BACIA SEDIMENTAR DO PARNAÍBA

A Bacia Sedimentar do Parnaíba é uma depressão ovalada da crosta continental que teve origem no Período Siluriano (próximo de 440 milhões de anos atrás). Essa feição geológica contém 3.500 m de espessura de rochas em seu depocentro e cobre uma área de 600 km<sup>2</sup> do Nordeste do Brasil, abrangendo os estados do Piauí, Maranhão e, em menor parte, Tocantins e Bahia e Pará. A bacia desenvolveu-se sobre rochas metamórficas e ígneas pré-cambrianas durante o processo de estabilização da Plataforma Sul-Americana.

FIGURA 3.19. MAPA DE LOCALIZAÇÃO DAS BACIAS SEDIMENTARES SELECIONADAS. 1. BACIA DO PARNAÍBA E 2. BACIA DO SÃO FRANCISCO.



Fonte: Modificado de Araújo et.al. (2010). Imagem ESRI.

Sucessivos esforços tectônicos sobre as estruturas pré-existentes de idade Proterozoicas e altos estruturais, falhamentos e grabens compartimentaram a bacia, influenciando a localização de seus depocentro e seus limites. No Mesozoico, o evento extensional relacionado a abertura do Oceano Atlântico criou ou aproveitou estruturas profundas na crosta por onde volumes consideráveis de rochas magmáticas intrudiram as supersequências na forma de derrames horizontais extensos ou verticalizados denominadas formações Mosquito e Sardinha. (Vaz et al. 2007; Cordani et al. 2003; Oliveira & Mohriak 2003; Brito Neves et al. 1984; de Castro et al., 2014).

O registro geológico da bacia consiste de seis ciclos completos de deposição de sedimentos de origem marinha e continental, soterramento, formação de rochas e eventual exposição em superfície (Góes & Feijó 1994; Vaz et al. 2007):

1. Supersequência Rift Inicial Pré-Siluriano, de idade Neoproterozoica (Formação Riachão) e Ordoviciano/Cambriana (Formação Mirador);
2. Supersequência Siluriana: formações Ipu, Tianguá e Jaicós.
3. Supersequência Eocarbonífera-Devoniana: formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti.
4. Supersequência Neocarbonífera-Triássico: formações Sambaíba, Motuca, Pedra de Fogo e Piauí.
5. Supersequência Jurássica: formações Corda, Pastos Bons e Mosquito.
6. Supersequência Cretácea: formações Itapecuru; Codó e Grajaú e Sardinha.

## SISTEMAS PETROLÍFEROS

A Bacia do Parnaíba mostrou ser o principal *play* para gás *onshore* no país, pois sete campos foram descobertos próximo ao depocentro na porção meio norte da bacia e o campo Parque dos Gaviões é o bloco com as maiores e mais recentes descobertas. As informações a seguir foram baseadas principalmente no trabalho De Miranda et al. (2018). Os sistemas de fraturamento e falhamento reativaram estruturas do embasamento e foram importantes tanto para a migração do hidrocarboneto, como para a colocação dos corpos ígneos máficos.

O hidrocarboneto foi gerado nos folhelhos ricos em matéria orgânica por pela maturação térmica induzida pelos vastos volumes de intrusões máficas nas formas de derrames de basalto, sills de dolerito e diques de diabásio<sup>40</sup>. Os derrames e sills mais espessos (150m a 200 m) intrudiram a sequência devoniana-carbonífera, combinado com falhamentos regionais. Tais rochas máficas junto com sistemas de falhamento regionais formam também as trapas do sistema.

40. Basalto, dolerito e diabásio são rochas magmáticas originadas da fusão parcial do manto superior. Basalto forma derrames que extravasaram na superfície. Dolerito e diabásio intrudem rochas em subsuperfície na forma de diques verticalizados e derrames restritos (sills).

As profundidades das janelas de maturação ideal para óleo e gás encontram-se a partir de 1.100 a 1.500 m da superfície, principalmente na porção centro-norte da bacia. Os sistemas podem ser convencionais onde o hidrocarboneto (principalmente gás) migrou primariamente dos reservatórios de folhelhos Pimenteiras e Longá para os arenitos Poti, Cabeças e Piauí (em ordem de importância) estão subjacentes a trapas de silts de diabásio, e soleiras de basalto ou camadas de evaporitos (anidrita). Os sistemas não convencionais foram gerados devido ao evento síncrono de tectonismo e atividade ígnea que induziu permeabilidade secundárias em lentes de arenitos (tipo tight-sands) dentro de folhelhos geradores e nos próprios folhelhos geradores, especialmente nos folhelhos Pimenteiras e Longá.

## RECURSOS HÍDRICOS NA BACIA DO PARNAÍBA

A Bacia Sedimentar do Parnaíba abrange as bacias hidrográficas do Atlântico Nordeste Ocidental e Parnaíba. Elas se localizam em uma zona de transição climática entre o semiárido nordestino e o equatorial amazônico e apresenta precipitações médias anuais na faixa de 1.200 a 2.000 mm no Maranhão, diminuindo em direção ao leste do Piauí para até 650 mm (CPRM, 2006). Os recursos hídricos superficiais e subsuperficiais são relativamente abundantes na bacia. O Serviço Geológico do Brasil possui dois sistemas de alertas de cheia na bacia. (CPRM, 2020).

A Bacia Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental contém os rios mais caudalosos do Maranhão, o Itapecuru, Mearim e Grajaú e vários tributários perenes. No rio Itapecuru, as vazões crescem de 54 m<sup>3</sup>/s no alto curso, em Colinas, para a 221 m<sup>3</sup>/s em Cantanhede, no baixo curso. Em recursos hídricos subterrâneos, essa bacia contém uma densidade de 3,6 poços/100 km<sup>2</sup>, explorando entre 250.000 e 5.000.000 m<sup>3</sup>/ano (Diniz et al., 2014).

A bacia hidrográfica do Rio Parnaíba é a principal do Piauí, com área de 331.000 km<sup>2</sup>. Os maiores e perenes tributários são os rios Poti, Longá e Balsas. O Mapa Hidrogeológico do Brasil (Diniz et al., 2014) indica maior densidade de poços (9,3 poços/100 km<sup>2</sup>) e volume anual de exploração, em geral, superior a 1.000.000 m<sup>3</sup>/ano.

Os melhores aquíferos são definidos pelos arenitos das formações Cabeças, Serra Grande e Poti, cuja profundidade de exploração dos poços varia de acordo com as necessidades de consumo. Pequenos empreendimentos agroindustriais e consumo familiar exploram aquíferos a algumas dezenas de metros de profundidade, com vazões muito baixas a intermediárias, de cinco m<sup>3</sup>/h a 50 m<sup>3</sup>/h. Abastecimentos de pequenas cidades e grandes empreendimentos agroindustriais exploram aquíferos a várias centenas de metros, cujo volume de exploração por poço varia de 25 a 300 m<sup>3</sup>/h.

Os principais usuários de água são os grandes empreendimentos agroindustriais para grãos de

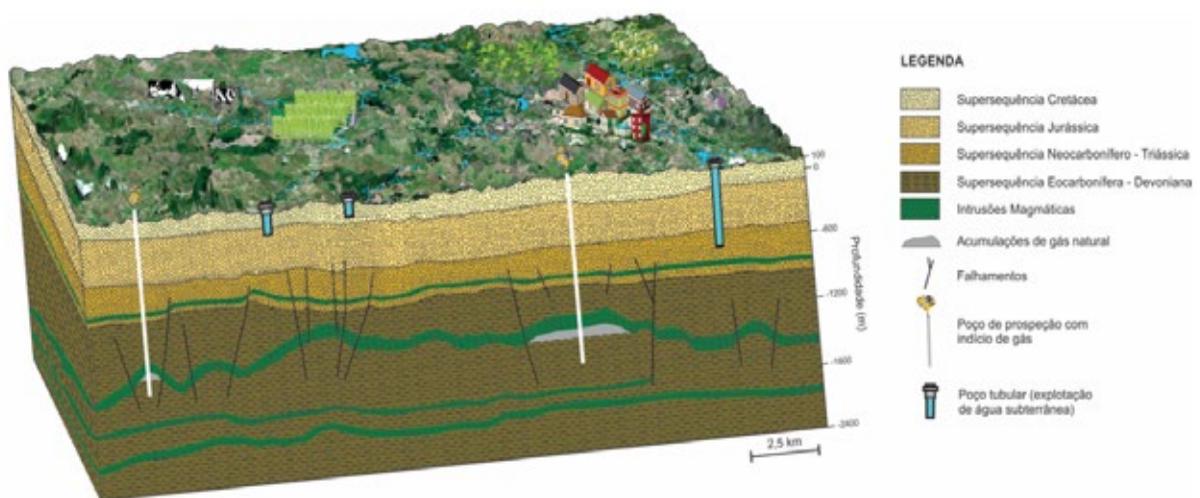
soja e arroz no sul da bacia até a fronteira com Tocantins e Bahia, que se utilizam dos caudalosos rios e de poços de grande produtividade. Ao longo dos grandes rios há elevados consumos devidos aos centros regionais de Teresina, Floriano e Luzilândia no Piauí e Caxias, Barão do Grajaú, Timon e Pastos Bons no Maranhão.

Em análise ao sistema de Informações de Águas Subterrâneas (SIAGAS, CPRM, 2020), existem 36.664 poços, sendo que 90% destes exploram aquíferos a profundidades inferiores a 180 m da superfície, em média de 103 m. As regiões onde se exploram aquíferos consideravelmente

mais profundos estão no sul da bacia, no Vale do Gurgueia-PI, e no centro-oeste, entre Grajaú e Açailândia-MA, com máximos respectivos de 1241 m e 800 m da superfície. Tais informações indicam um distanciamento vertical, em geral, superior a 600 m entre aquíferos e reservatórios de hidrocarbonetos, principalmente na porção de maior potencial, no centro-norte da bacia, onde profundidade de maturação é de 1100 m a 1500 m (De Miranda et al., 2018).

A Figura 3.20 mostra a seção geológica esquemática para bacia associada aos sistemas petrolíferos e aos aspectos hídricos.

FIGURA 3.20: BLOCO DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PARA AS OCORRÊNCIAS DE GAS NA BACIA SEDIMENTAR DO PARNAÍBA.



O modelo principal para acumulação do gás envolve as intrusões máficas que criam estruturas selantes nos estratos sedimentares. Poços utilizados para a exploração de água subterrânea atingem na região principal de ocorrência do gás natural, conhecida como Parque dos Gaviões no estado do Maranhão, até 612 metros de profundidade (SIAGAS, 2020).

Fonte: Modificado de Miranda et. al. (2018). Arte gráfica, Elizabeth Costa, CPRM, modificado de Miranda et. al. (2018).

## BACIA SEDIMENTAR DO SÃO FRANCISCO

A Bacia Sedimentar do São Francisco (BSF) é de natureza intracratônica<sup>41</sup> e estende-se pelos estados de Minas Gerais, Bahia e Goiás, abrangendo uma área aproximada de 350.000 km<sup>2</sup>, (Figura 1). A exploração de gás na bacia teve início nos anos 60 e desde então um enorme acervo de dados foi produzido permitindo a compreensão de sua estruturação e evolução tectono-estratigráfica como também da geração, fluxo e armazenamento dos hidrocarbonetos gasosos.

Na parte mineira da BSF as ocorrências de hidrocarbonetos são de ampla distribuição. Referem-se especialmente às exudações conhecidas desde o século XVIII e aos indícios advindos de poços perfurados para a prospecção de várias concessionárias de exploração.

O registro geológico compreende um embasamento de rochas metamórficas do Arqueano/Paleoproterozóico sotoposto a três sequências deposicionais de idades Mesoproterozoica a Neoproterozoica: Paranoá-Espinhaço Superior; Macaúbas; Bambuí. Das formações mais recentes, os arenitos cretácicos do Grupo Uruçua são os mais importantes pela ampla ocorrência na Bacia. (Reis et al., 2017).

## A OCORRÊNCIA DO GÁS NATURAL

A Bacia Sedimentar do São Francisco exibe rochas armazenadoras a profundidades rasas, de até cerca de 400 m, com indícios de gás distribuídos por quase toda sua área e ocorrências localizadas de exudações associadas a estruturas tectônicas profundas. Essas estruturas representadas por falhas e fraturas são apontadas também como importantes para a migração dos hidrocarbonetos até as zonas de acumulação (Reis et. al., 2017 e Reis, 2018).

Todavia, os maiores reservatórios potenciais para gás referem-se aos Arenitos da Sequência Paranoá-Espinhaço Superior e as rochas carbonáticas da Sequência Bambuí (unidade inferior - Formação Sete Lagoas) (Reis, 2018). Na porção noroeste da bacia, poços de prospecção e a interpretação de linhas sísmicas revelaram a presença dessas rochas reservatório em profundidades muito elevadas, acima de 1000 metros. (Reis e Alkmim, 2015 e Solon, 2015).

Apesar das ocorrências, o potencial da bacia ainda não está estimado em virtude da cessação das pesquisas por conta de embargos jurídicos<sup>42</sup>, conforme citado no item 2.3 desta obra.

41. As bacias intracratônicas consistem do preenchimento, por sedimentos, de grandes depressões dentro de massas crustais continentais estáveis (não afetadas pelo tectonismo resultante do movimento de placas). São caracterizadas por depósitos relacionados a paleoambientes continentais e marinhos rasos.

42. Resolução conjunta SEMAD/FEAM/IGAM n° 2460, de 27 de janeiro de 2017 e retificação da resolução conjunta SEMAD/FEAM/IGAM n° 2460, de 27 de janeiro de 2017. Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais (SEMAD), Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM) e Instituto Mineiro de Gestão das Águas (IGAM).

A porosidade secundária desenvolvida nos carbonatos do Grupo Bambuí, devida à ação de fluidos baciais<sup>43</sup> pode ter interligado parcialmente as rochas armazenadoras e aquíferos cársticos<sup>44</sup> (Bittencourt e Reis Neto, 2012 e Donze, 2020). Tais aspectos implicam que o gás possa interagir com as águas subterrâneas e superficiais e com outros elementos do meio físico, solo e vegetação, constituindo uma condição intrínseca para essa Bacia.

## RECURSOS HÍDRICOS NA PARTE MINEIRA DA BACIA DO SÃO FRANCISCO

A diversidade geológica da Bacia Sedimentar do São Francisco reflete-se na heterogeneidade dos aquíferos que comportam amplas variações quanto à porosidade, permeabilidade, capacidade de armazenamento e à dinâmica do fluxo das águas subterrâneas. Os aquíferos predominantes abrangem os tipos fraturados (em que a porosidade está associada a fraturas e falhas), associados aos quartzitos e metapelitos das três sequências deposicionais, e os cársticos, relacionados às rochas carbonáticas, principalmente da sequência Bambuí. As coberturas sedimentares recentes envolvem os aquíferos granulares (porosidade entre os grãos das rochas) que, de modo geral, têm um papel importante na recarga dos aquíferos subjacentes a partir da infiltração das águas meteóricas.

As elevadas produtividades (vazões iguais ou superiores a 100 m<sup>3</sup>/h) associam-se ao aquífero granular correspondente aos sedimentos cretácicos do Grupo Urucuia, na porção norte, e do aquífero cárstico, na porção oeste. Preponderam, entretanto, aquíferos de produtividade baixa a localmente moderada (vazões de 10 a 50 m<sup>3</sup>/h). Não obstante, aquíferos cársticos podem ocorrer em profundidade, recobertos por camadas de menor potencial hidrogeológico. A importância da água subterrânea para a bacia é evidenciada pela existência de 10.243 poços tubulares cadastrados no banco de dados SIAGAS (CPRM, 2020). Perfis geológicos desses poços apontam a presença de aquíferos cársticos a profundidades de até 250 metros, máximo atingido na perfuração.

Relativamente às águas superficiais, verifica-se que o limite da Bacia Sedimentar do São Francisco aproxima-se daquele da Bacia Hidrográfica, a não ser pela extremidade sul. Dessa forma, destaca-se que 73,5% da vazão natural média do rio São Francisco (2.850 m<sup>3</sup>/s) provém do Estado de Minas Gerais com contribuições expressivas dos rios das Velhas, Paracatu, Grande e Urucuia (MMA, 2006). A irrigação constitui o principal uso consuntivo, com extrações significativas também para abastecimento urbano e industrial (CBHSF, 2016).

43. Fluidos baciais são soluções aquosas salinas ou doces, de temperatura acima daquela do ambiente. Os fluidos promovem trocas iônicas, dissolução e precipitação de sais nas rochas ou sedimentos numa bacia sedimentar. A dissolução gera uma porosidade secundária, que aumenta a porosidade total da rocha ou sedimento.

44. Aquíferos cársticos são formados por rochas carbonáticas cujo potencial de armazenamento e exploração de água encontra-se nas feições de dissolução como cavernas, cavidades e fraturas.

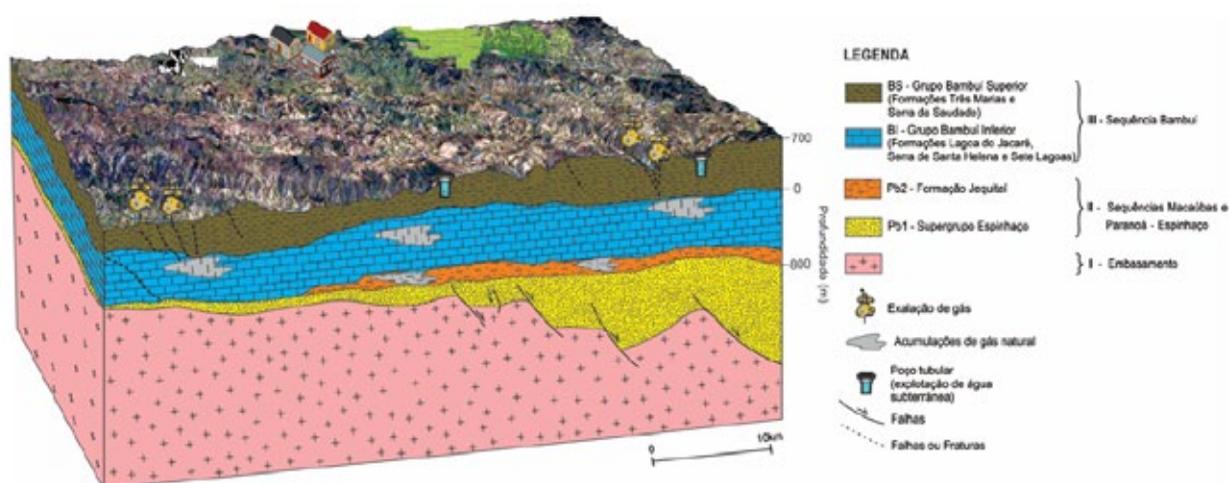
A qualidade das águas superficiais e subterrâneas na bacia hidrográfica do São Francisco tem revelado indícios de contaminação decorrentes das atividades agropecuárias, urbanas, industriais e de atividades minerárias. Especificamente para as águas subterrâneas são encontrados parâmetros químicos ou físico-químicos com concentrações elevadas que decorrem de condições naturais associadas à composição das rochas e condições climáticas, com destaque para o flúor, ferro, alumínio, arsênio, bário, dureza e condutividade elétrica (CBHSF, 2016). Nesse sentido, é recomendável avaliações de baseline geoquí-

mico e hidroquímico conforme apresentado no subcapítulo 4.2 dessa publicação.

Em termos socioeconômicos, a Bacia apesar de representar 40% da área do Estado de Minas Gerais contribui somente com 16% do PIB. As atividades econômicas associadas a serviços predominam em importância, seguidos pela indústria e agropecuária (FJP, 2019).

A Figura 3.21 apresenta de forma esquemática as relações entre as rochas reservatórios, as exalações de gás e explorações de água subterrânea.

FIGURA 3.21: BLOCO DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PARA AS OCORRÊNCIAS DE GAS NA BACIA SEDIMENTAR DO SÃO FRANCISCO.



O modelo para as exsudações de gás na região de Porto Corredeiras e proximidade da represa de Três Marias relaciona-se à ocorrência de falhas de empurrão enraizadas no Grupo Bambuí Inferior. Poços utilizados para exploração de água subterrânea nessa região restringem-se às unidades do Grupo Bambuí Superior, atingindo em média 120 metros de profundidade, com máximo de 212 metros (SIAGAS, 2020).

Fonte: Modificado de Reis (2011). Arte gráfica, Elizabeth Costa, CPRM, modificado de Reis (2011).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Alkmim F.F. & Martins-Neto M.A. 2001. A Bacia Intracratônica do São Francisco: arcabouço estrutural e cenários evolutivos. In: Pinto C.P., Martins-Neto M.A. (eds.) Bacia do São Francisco: geologia e recursos naturais. Belo Horizonte: SBG-MG, p. 9-30.

Araújo, J. T., Neumann, V. H., Fambini, G. L., & Rocha, D. E. 2010. As fases lacustres pre-rifte (Formação Aliança) e rifte (Formação Candeias) da bacia do Jatobá-PE como prováveis geradores de hidrocarbonetos. In: Rio Oil&Gas Expo and Conference, 2010, Rio de Janeiro. Anais...Rio de Janeiro: IBP, 2010

Bittencourt, C.; Reis Neto, J.M. O Sistema cárstico de Vazante – carste em profundidade em metadolomitos do Grupo Vazante – MG. Revista Brasileira de Geociência, no 42, vol. 1. P.1-10. Mar.2012.

Brito Neves, B.B., Fuck, R.A., Cordani, U.G. & Thomaz, A. 1984. Influence of basement structures on the evolution of the major sedimentary basins of Brazil: a case of tectonic heritage. *Journal of Geodynamics*, 1, 495–510.

CBHSF – Comitê da Bacia Hidrográfica do rio São Francisco. 2016. Resumo Executivo do Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco 2016-2025. Alagoas: CBHSF, 2016.

Cordani, U.G.; D'agrella- Filho, M. S.; Brito Neves, B. B.; Trindade, R. I. F. 2003. Tearing up Rodinia: the Neoproterozoic paleogeography of South American Cratonic Fragments. *Terra Nova*, 15, 350–359.

CPRM – Serviço Geológico do Brasil. 2020. SIAGAS – Sistema de Informações de Águas Subterrâneas. Disponível em: <http://siagasweb.cprm.gov.br/layout/> Acesso em: 04/09/2020.

CPRM, 2020 – Sistema de Alerta de Cheias. Bacia do Itapecuru e Bacia do Parnaíba. Disponível [http://www.cprm.gov.br/sace/index\\_bacias\\_monitoradas.php](http://www.cprm.gov.br/sace/index_bacias_monitoradas.php), acesso 03 out 2020.

De Castro, D. L.; Fuck, A. R.; Phillips, J. D.; Vidotti, R. M.; Bezerra, F. H. R.; Dantas, L. 2014. Crustal structure beneath the Paleozoic Parnaíba Basin revealed by airborne gravity and magnetic data, Brazil. *Tectonophysics*, 614, 128–145.

De Miranda, F. S.; Vettorazzi, A. L.; Cunha, P. R. da C.; Aragão, F. B.; Michelon, D.; Caldeira, J. L.; Porshe E., Martins, C.; Ribeiro, R. B.; Vilela, A. F.; Corrêa, J. R.; Silveira, L. S.; Andreola, K. 2018. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. In: *Cratonic Basin Formation: A Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil*. Daly, M. C.; Fuck, R. A.; Julià, J.; Macdonald, D. I. M.; Watts, A. B. (eds). Geological Society, London, Special Publications, 472. Disponível <http://sp.lyellcollection.org/>, acesso 03out2020.

Diniz, J. A. O, Monteiro A. B., Silva, R. C.; Paula, T. L. F. O. 2014. Mapa hidrogeológico do Brasil ao milionésimo: SIG.. Recife: CPRM - Serviço Geológico do Brasil, 2014. Disponível em <http://www.cprm.gov.br/publique/Hidrologia/Mapas-e-Publicacoes/Mapa-Hidrogeologico-do-Brasil-ao-Milionesimo-756.html>, acesso em 03 set 2020. 46 pp

Diniz, J. A. O.; Monteiro, A. B.; Silva, R. C.; Paula, T. L. F. O. 2014. Mapa Hidrogeológico do Brasil: instruções técnicas.

Donzé, F.V.; Truche, L.; Namin, P. S.; Lefeuvre, N.; Bazarkina, E. F. 2020. Migration of natural hydrogen from deep-seated sources in the São Francisco Basin, Brazil. Disponível em: <https://www.preprints.org/manuscript/202007.0571/v1>. Acesso em: 08 set 2020.

FJP – Fundação João Pinheiro. 2019. Produto Interno Bruto dos Municípios de Minas Gerais: ano de Referência 2017. Fundação João Pinheiro, Diretoria de Estatística e Informações. – Belo Horizonte: FJP, 2019

GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 8, 57–68.

MMA – Ministério de Meio Ambiente. 2006. Caderno da Região Hidrográfica do São Francisco. Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. Brasília: MMA, 2006. 148 p.

Oliveira, D.C. & Mohriak, W.U. 2003. Jaibara through an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag basin, Northern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 20, 351–383.

Reis H.L.S. & Alkmim F.F. 2015. Anatomy of a basin-controlled foreland fold-thrust belt curve: The Três Marias salient, São Francisco basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 66: 711-731.

Reis, H.L.S. 2018. Gás Natural. In: CODEMGE. Recursos Minerais em Minas Gerais – RMMG. Disponível em: <http://recursomineralmg.codemge.com.br/substancias-minerais/gas-natural/#>. Acesso em 2 set 2020.

Reis, H.L.S., Alkmim, F.F., Fonseca, R.C.S., Nascimento, T.C., Suss, J.F., Prevatti, L; D. 2017. The São Francisco Basin. In: HEIBRON, M. et. al. (eds). São Francisco Craton, Eastern Brazil, Regional Geology Review. Switzerland: Springer International Publishing.

Solon, F. F., Fontes, S. L., & Meju, M. A. 2015. Magnetotelluric imaging integrated with seismic, gravity, magnetic and well-log data for basement and carbonate reservoir mapping in the São Francisco Basin, Brazil. *Petroleum Geoscience*, 21(4), 285-299.

Vaz, P.T., Rezende, N.G.A.M.; Wanderley Filho, J.R. 2007. A Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, 15, 253–263.

Coalbed Methane (CBM) Potencial no Brasil

W. Kalkreuth- Instituto de Geociências, UFRGS, Porto Alegre, RS - Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo

T. Freitas- Instituto de Geociências, UFRGS, Porto Alegre, RS - Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo

H. Anzolin - Instituto de Geociências, UFRGS, Porto Alegre, RS - Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo

**W. Kalkreuth**

Instituto de Geociências,  
UFRGS, Porto Alegre, RS - Núcleo  
de Estudos de Carvão e Rochas  
Geradoras de Petróleo

**T. Freitas**

Instituto de Geociências,  
UFRGS, Porto Alegre, RS - Núcleo  
de Estudos de Carvão e Rochas  
Geradoras de Petróleo

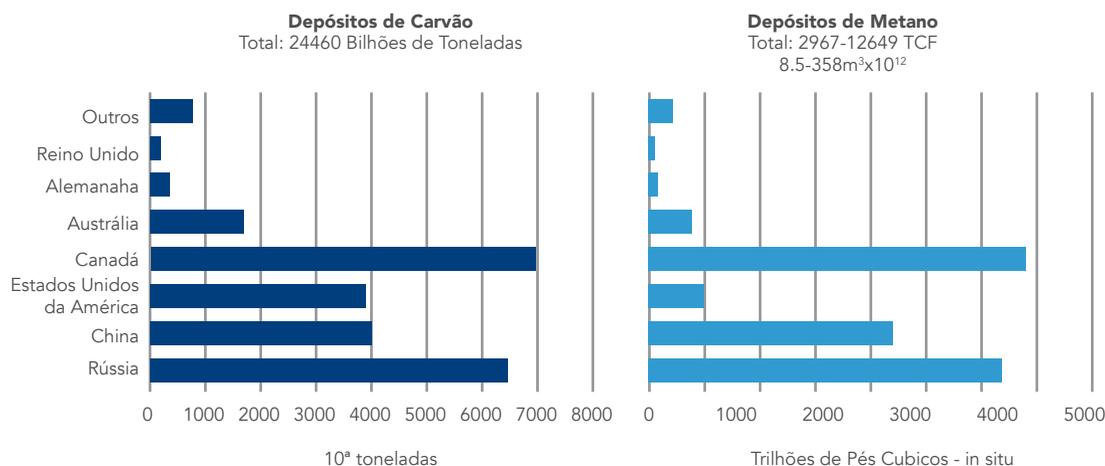
**H. Anzolin**

Instituto de Geociências,  
UFRGS, Porto Alegre, RS - Núcleo  
de Estudos de Carvão e Rochas  
Geradoras de Petróleo

**3.8 COALBED METHANE (CBM) POTENCIAL NO BRASIL**

Apesar de o foco na exploração e produção de gás de folhelhos nos últimos anos, os recursos da CBM (gás natural associado a camadas de carvão) continuam sendo uma importante fonte de gás não convencional (Mastalerz, 2014), com um total estimado de  $250 \times 10^{15} \text{ m}^3$  (Murray, 1998). As maiores reservas de metano foram determinadas para países como o Canadá e a Rússia (Figura. 3.22), relacionadas às suas grandes reservas de carvão betuminoso e antracito. No Brasil, os estudos sobre o potencial CBM dos depósitos de carvão têm sido escassos e foram essencialmente realizados por o Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, Instituto de Geociências, UFRGS, Rio Grande do Sul.

FIGURA. 3.22: GRÁFICO QUE MOSTRA OS PRINCIPAIS RECURSOS DE METANO ASSOCIADO COM AS CAMADAS DE CARVÃO (CBM) EM COMPARAÇÃO COM OS RECURSOS DE CARVÃO.



Fonte: Murray, 1996.

## PARÂMETROS USADOS PARA A AVALIAÇÃO DO POTENCIAL CBM

Os principais parâmetros usados para a avaliação do potencial de CBM estão resumidos na Figura. 3.22A, que incluem distribuição de carvão, *rank* (classificação de carvão com base em

parâmetros químicos e / ou ópticos), profundidade do reservatório e conteúdo de gás. Para a distribuição de carvão são avaliados parâmetros como tamanho do reservatório, espessura e continuidade lateral das camadas (Figura. 3.23B).

### FIGURAS 3.23

(A) Parâmetros aplicadas na avaliação do potencial de metano associado com as camadas de carvão.

(B) Parâmetros importantes para o estudo de CBM com base na distribuição de carvão.

#### Parâmetros para Avaliação do Potencial para Metano de Camada de Carvão

- Distribuição
- Rank de Carvão
- Profundidade do Reservatório
- Complexidade Estrutural
- Conteúdo de Gás
- Permeabilidade
- Custo de Realização

#### Distribuição

- Tamanho de Reservatório – Área
- Espessura de Carvão
  - Camadas individuais
  - Cumulativo
- Continuidade lateral das camadas
- Contatos de Topo e Base
- Camadas de Material Estéril

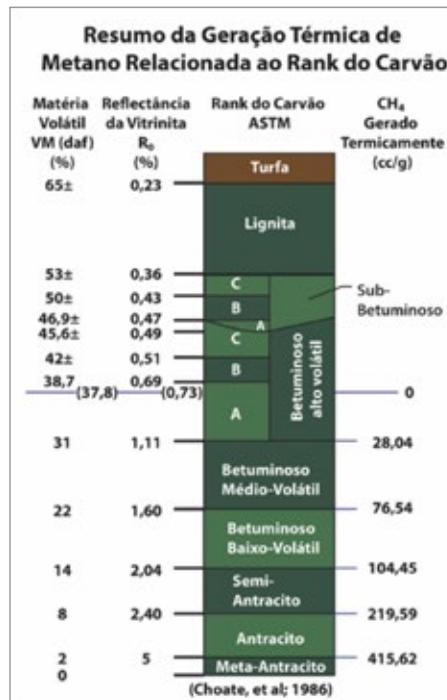
Fonte: Geological Survey of Canada.

## CARVÃO COMO ROCHA GERADORA DE GÁS

As camadas de carvão geram grandes quantidades de gás, dependendo da temperatura exposta durante a profundidade geológica do soterramento, um processo denominado coa-lificação, resultando em mudanças na estrutura molecular do carvão, acompanhadas pela perda de hidrogênio e um aumento do carbono orgânico. Experimentos de coalificação artificial (Karweil, 1955) mostram que a liberação de

gás (metano) do carvão começa na categoria de carvão B/A betuminoso e aumenta significativamente na faixa de antracito (Figura. 3.24). A quantidade total de gás gerado excede normalmente a capacidade de adsorção de gás nas camadas de carvão (Figura. 3.25) e é liberado nas rochas circundantes formando eventualmente os reservatórios tradicionais de gás, se reservatórios adequados e armadilhas estiverem disponíveis. O CBM é a porção do gás que foi retida por adsorção nas camadas de carvão (Figura. 3.25).

FIGURA 3.24: RELAÇÃO ENTRE O METANO GERADO TERMICAMENTE E O RANK DO CARVÃO



Fonte: Karweil, 1955, Choate et al, 1996.

FIGURA 3.25: CAPACIDADE DE GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE GÁS DE CARVÃO EM RELAÇÃO À RANK DE CARVÃO.



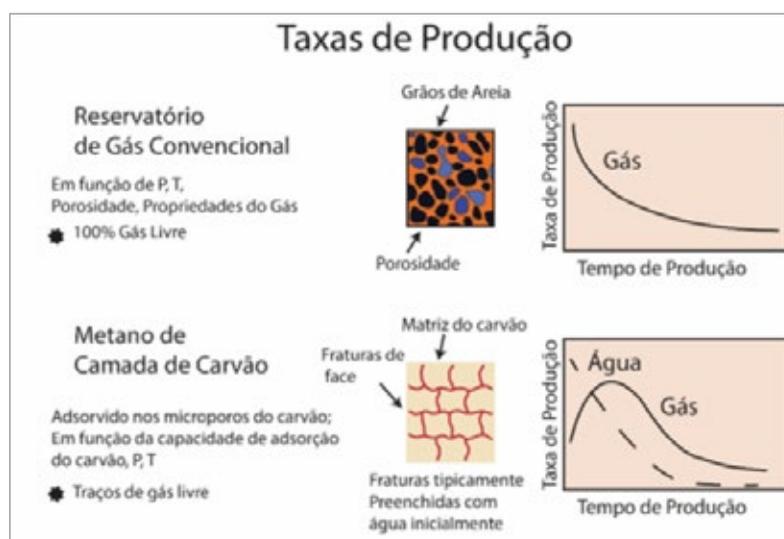
Fonte: Modificado de Fails (1996).

## CARVÃO COMO RESERVATÓRIO DE GÁS

Em contraste com os depósitos de gás convencionais, em que “gás livre” preenche o espaço de poro disponível, e o volume depende da tem-

peratura e pressão (Figura. 3.26), há nenhum ou muito pouco “gás livre” dentro do sistema de poros do carvão, mas o metano é, em vez disso, fixado por adsorção aos microporos do carvão (Figura3.26).

FIGURA3.26: DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL (METANO) EM RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS E DE CBM. OBSERVE, QUE AS TAXAS DE PRODUÇÃO SÃO SIGNIFICATIVAMENTE MAIS BAIXAS EM RESERVATÓRIOS DE CBM EM COMPARAÇÃO COM DEPÓSITOS CONVENCIONAIS.

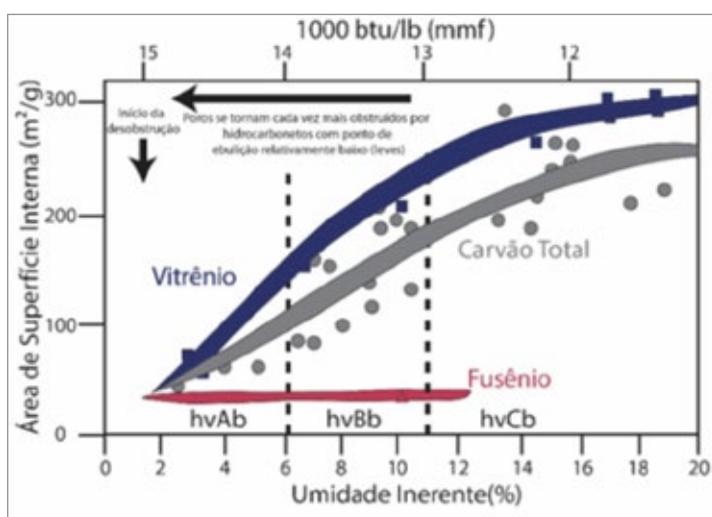


Fonte: Geological Survey of Canada.

Além do teor de cinzas (minerais) de carvão, que tem um efeito negativo na capacidade de adsorção, um dos fatores-chave para a capacidade de adsorção de carvão parece ser relacionado ao conteúdo de vitrinita ou vitrênio (Figuras3.27A e 3.27B), para o qual foi determinada a maior área

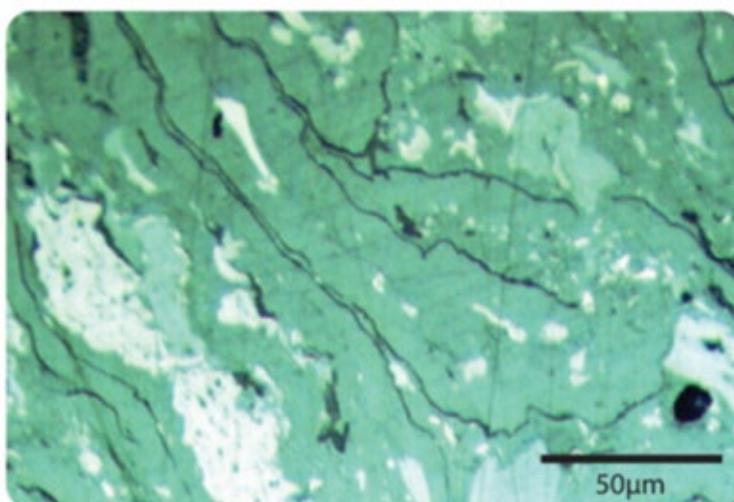
de superfície interna dos compostos orgânicos no carvão. De fato, as medições dos volumes de gás liberados pelos processos de dessorção mostram em amostras de carvão brasileiros (Figura3.27C) mostram uma correlação positiva com o conteúdo de vitrinita (Kalkreuth et al, 2013, 2020).

FIGURA 3.27A: RELAÇÃO ENTRE CLASSIFICAÇÃO DE CARVÃO (UMIDADE INERENTE) E ÁREA DE SUPERFÍCIE INTERNA DO CARVÃO. O DIAGRAMA MOSTRA QUE O COMPONENTE VITRININ (VITRINITA) É CARACTERIZADO PELA MAIOR ÁREA DE SUPERFÍCIE INTERNA RELACIONADA À SUA ALTA MICROPOROSIDADE



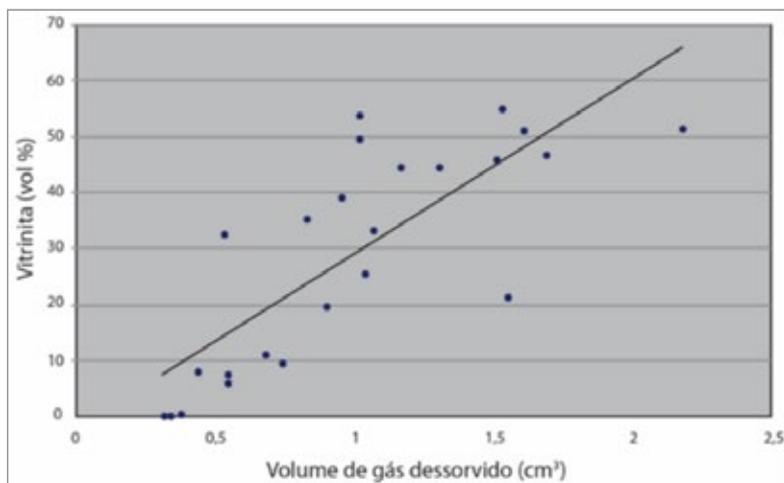
Fonte: Thomas e Damberger, 1976.

FIGURA 3.27B: SEÇÃO POLIDA DE UM CARVÃO BETUMINOSO (COMPRIMENTO DO EIXO X APROXIMADAMENTE 200 MICRONS) MOSTRANDO COMPONENTES ORGÂNICOS COMO INERTINITA (BRANCO), LIPTINITA (LINHAS FINAS LONGAS E ESCURAS) E VITRINITA (CINZA) FORMANDO A MATRIZ.



A vitrinita é considerada a de maior capacidade de adsorção de metano relacionada aos seus microporos abundantes.

FIGURA3.27C: RELAÇÃO ENTRE O TEOR DE VITRINITA E VOLUMES DE GÁS DESSORVIDO EM CARVÕES DO POÇO CBM001-CL-RS

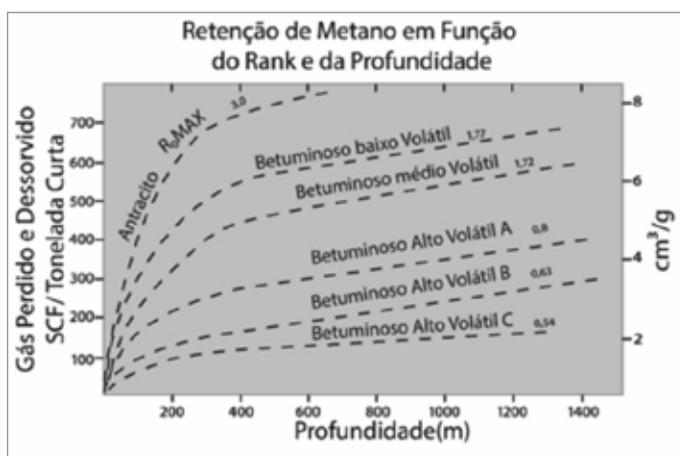


Fonte: Kalkreuth et al, 2020.

Estudos de Kim (1977) indicam que em geral a capacidade de armazenamento de camadas de carvão é controlada pela rank e profundidade de soterramento atual (Figura3.28), mostrando que no mesmo nível de profundidade a capacidade

de armazenamento aumenta com o aumento do rank, enquanto carvões no mesmo nível de rank mostram um aumento da capacidade de armazenamento com o aumento da profundidade (Figura3.28).

FIGURA3.28: RELAÇÃO ENTRE A CAPACIDADE DE RETENÇÃO DE GÁS (MEDIDA COMO GÁS PERDIDO E DESSORVIDO DE AMOSTRAS OBTIDAS DE POÇOS DE EXPLORAÇÃO CBM) E A PROFUNDIDADE



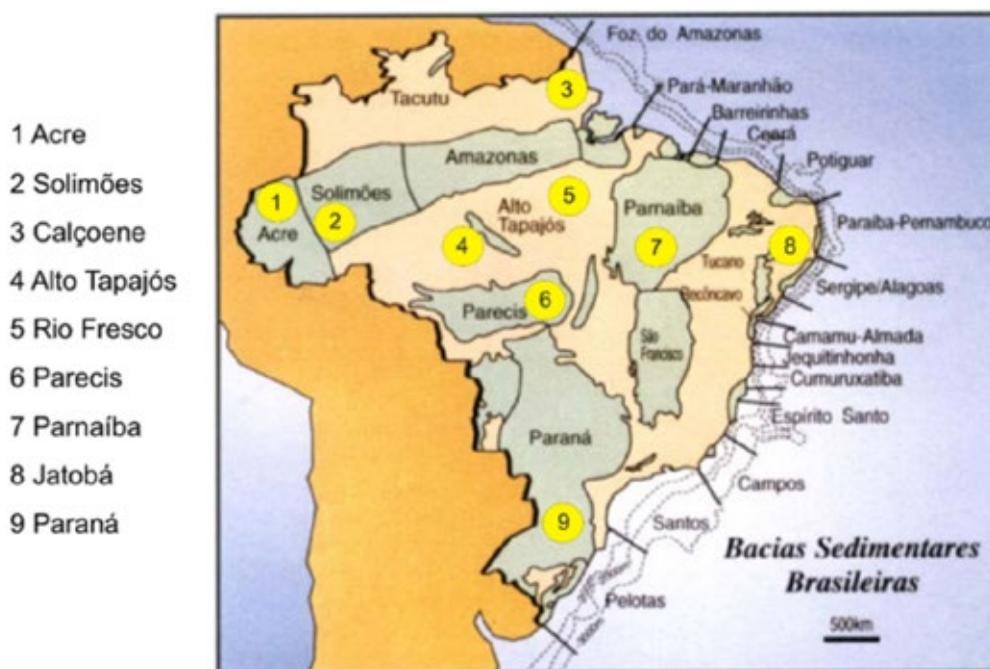
Fonte: Kim, 1977.

## OCORRÊNCIAS DE CARVÃO NO BRASIL

No Brasil, na parte *onshore*, a ocorrência de carvão tem sido registrada em várias bacias sedimentares (Figura 3.29), que vão desde as ocorrências de linhito no Terciário na Bacia do Solimões, no Norte do país, até as ocorrências de carvão de idade Permiana da Bacia do Paraná

no Sul (CPRM, 2005). De acordo com os dados compilados pela CPRM (2005), há poucas informações disponíveis sobre as ocorrências de carvão no Norte e partes centrais do Brasil (Tabela 3.4, os números de 1 a 8). Para a maioria desses locais, uma exploração geológica adicional é necessária para definir a distribuição, qualidade e reservas de carvão.

FIGURA 3.29: MAPA DO BRASIL COM IDENTIFICAÇÃO DAS OCORRÊNCIAS DE CARVÃO.



Fonte: CPRM (2005) in: Kalkreuth et al. (2016).

**Tabela 3.4: Características das ocorrências de carvão (bacia/área, idade geológica, formação, rank, reservas).**

|   | Bacia/Área   | Estado                      | Idade Geológica      | Formação            | Rank        | Reservas        |
|---|--------------|-----------------------------|----------------------|---------------------|-------------|-----------------|
| 1 | Acre         | Acre                        | Cretácio             | Môa                 | –           | sem estimativas |
| 2 | Solimões     | Amazonas                    | Terciário            | Solimões            | Linhito     | 69,9 x 106      |
| 3 | Calçoene     | Amapá                       | Terciário            | –                   | Linhito     | sem estimativas |
| 4 | Alto Tapajós | Pará, Amazonas, Mato Grosso | Silur.-Dev.          | Borrachudo          | –           | sem estimativas |
| 5 | Rio Fresco   | Pará                        | Proterozoica         | Rio Fresco          | Antracito   | 4,15 x 109      |
| 6 | Parecis      | Rondônia                    | Perm.-Carb.          | Pimenta Bueno       | –           | sem estimativas |
| 7 | Parnaíba     | Maranhão, Piauí             | Terc.-Cret.          | Poti, Pedra do Fogo | Linhito     | sem estimativas |
| 8 | Jatoba       | Pernambuco, Recônc.         | Carb.Inf., Cret.Inf. | Moxoto, Candeias    | Linhito     | sem estimativas |
| 9 | Paraná       | SP, PR, SC, RS              | Permiano             | Rio Bonito          | *Subb.-HVBA | 32,3 x 109      |

\* quando em contato com uma intrusão de diabásico é frequentemente alterado para semi-antracito e antracito

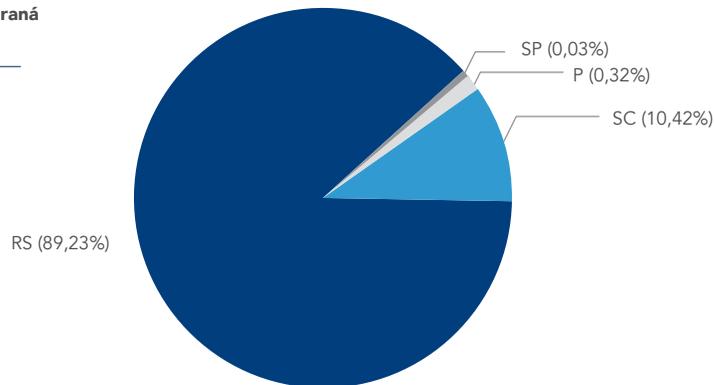
Fonte: CPRM, 2005, in: Kalkreuth et al., 2016.

Os carvões mais explorados e estudados no Brasil são as ocorrências de carvão economicamente importantes do Permiano da Bacia do Paraná, parte sul do Brasil (Figura 3.29, Tabela 1, número 9), cobrindo parte dos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. As reservas totais (medidas, estimadas, inferidas) são em torno de 32 bilhões de

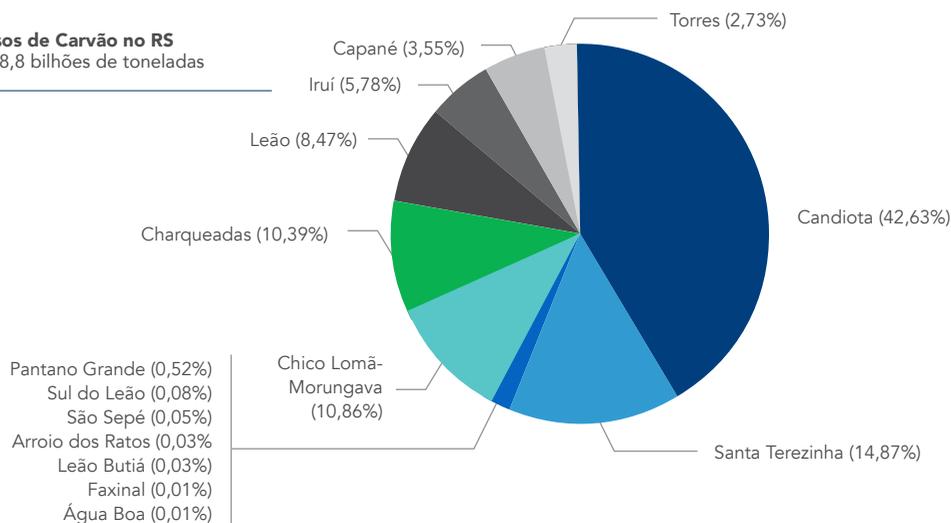
toneladas de carvão (Informativo Anual da Indústria Carbonífera, 2000), dos quais 89,2% estão localizadas no Rio Grande do Sul (Figura 3.30), 10,4% em Santa Catarina, 0,3% no Paraná e 0,1% em São Paulo. Cabe ressaltar que a última prospecção geológica abrangente realizada pelo DNPM/CPRM foi no início da década de 80.

FIGURA 3.30: RECURSOS DE CARVÃO NA BACIA DO PARANÁ (TOPO) E SUBDIVIDIDOS PARA AS JAZIDAS DO RIO GRANDE DO SUL (BASE). SP=SÃO PAULO, P=PARANÁ. SC=SANTA CATARINA, RS=RIO GRANDE DO SUL.

**Recursos de Carvão na Bacia do Paraná**  
Total: 32,3 bilhões de toneladas



**Recursos de Carvão no RS**  
Total: 28,8 bilhões de toneladas



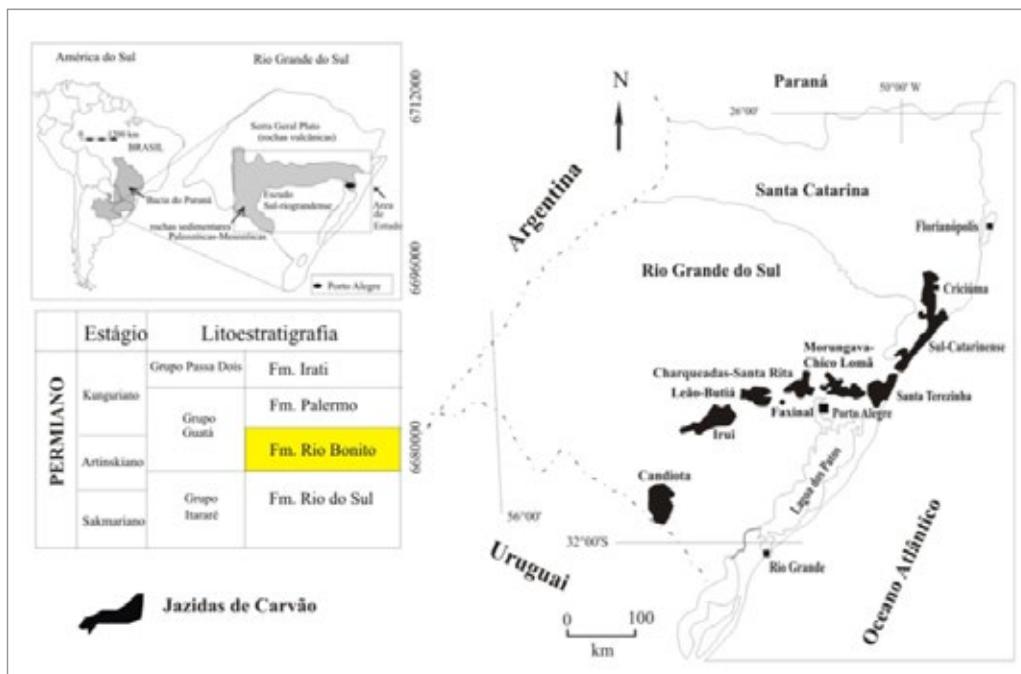
Fonte: Informativo Anual da Indústria Carbonífera (2000).

A distribuição das principais jazidas de idade Permiana para os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina é mostrada na Figura 3.31, que vão desde a jazida de Candiota na porção sul do estado do Rio Grande do Sul até a jazida Sul Catarinense ao norte.

Geologicamente, as ocorrências de carvão são

atribuídas à Formação Rio Bonito (Figura 3.31), uma unidade litoestratigráfica de idade do Permiano Inferior inserida no grupo Guatá e relacionada ao aumento do nível do mar gerado pela deglaciação durante a chamada "transgressão Permiana". Possui sedimentos de origem fluvial a marinha e é propensa a ocorrência de siltitos arenitos e carvão (Lavina e Lopes, 1986; Holz et al., 2009).

FIGURA 3.31: LOCALIZAÇÃO DAS JAZIDAS DE CARVÃO NO RS E SC.



Fonte: Modificado de Süffert et al, 1997.

### POTENCIAL DO CBM DAS JAZIDAS BRASILEIRAS DE CARVÃO

O Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, UFRGS) avalia há vários anos o potencial de CBM dos depósitos de carvão brasileiros com base em parâmetros como profundidade do carvão, rank e distribuição das camadas do carvão (Kalkreuth e Holz, 2000, Kalkreuth et al. 2003, 2006, 2010, 2013, 2016, 2020, Holz et al. 2010, Prissang et al. 2012, Simão e Kalkreuth, 2017). Até o momento, os poços de exploração da CBM foram realizados na jazida de Carvão

de Santa Terezinha, RS (CBM001-ST-RS, 2007, CBM002-ST-RS, 2019), na jazida de Carvão de Chico Lomã, RS (CBM001-CL-RS, 2012, CBM002-CL-RS, 2015), na jazida de carvão Morungava, RS (CBM001-MO-RS, 2015) e na jazida de carvão no sul de Santa Catarina, SC (Lourenzi et al, 2017).

As medidas de volumes de gás desorvido pelos carvões encontrados em profundidade dos poços foram iniciadas assim que chegaram à superfície por meio de um laboratório móvel (Figuras 3.32), desenvolvido no Núcleo de Estudos de Carvão a Rochas Geradoras de Petróleo, UFRGS.

FIGURAS 3.32: COLETA DE AMOSTRA E MEDIÇÃO DOS VOLUMES DE METANO DESSORVIDO NO LOCAL DO POÇO CHICO-LOMÃ CBM002-CL-ST:

CBM test well in the Chico Lomã coalfield,  
RS, Chico Lomã

(A) sonda, recuperação das amostras de carvão pela técnica wireline, diâmetro do testemunho 47,6 mm (NQ).

(B) preparação das amostras de testemunho de 36 cm de comprimento para armazenamento em cilindros lacrados;

(C) laboratório móvel equipado para medições de gás desorvido e análises de testemunhos;

(D) caixa termicamente controlada contendo 32 cilindros de desorção com capacidade total > 11 m de carvão; e

(E) os cilindros que contêm o carvão são abertos periodicamente para medir os volumes de gás liberados por meio de uma conexão a uma bureta com escala volumétrica parcialmente preenchida com água



Fonte: Kalkreuth et al., 2020.

Estima-se um volume total de 2,67 bilhões m<sup>3</sup> de gás para o depósito de carvão de Chico Lomã, enquanto o volume estimado de gás para a jazida de Santa Terezinha é da ordem de 5,48 bilhões de m<sup>3</sup>.

A dessorção do gás do carvão é um processo lento que leva até dois meses ou mais para se obter o volume total de gás dessorvido do carvão.

O maior potencial de CBM foi determinado para as jazidas de Santa Terezinha e Chico Lomã. Com base na modelagem geológica em 3D foi possível estimar o volume de carvão nos dois depósitos e os volumes médios de gás dessorvido (Kalkreuth et al. 2013, 2020). Estima-se um volume total de 2,67 bilhões m<sup>3</sup> de gás para o depósito de carvão de Chico Lomã, enquanto o volume estimado de gás para a jazida de Santa Terezinha é da ordem de 5,48 bilhões de m<sup>3</sup>.

#### CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Com base nos dados disponíveis sobre distribuição e *rank* de carvão, o potencial de CBM no Brasil parece estar limitado aos depósitos de carvão no Rio Grande do Sul. Nestes depósitos, como nas jazidas de Santa Terezinha e Chico – Lomã os volumes de gás determinados são relativamente baixos devido à ocorrência de elevado conteúdo de cinzas (minerais) na maioria das camadas.

As camadas de carvão também estão frequentemente associadas a intrusões de diabásio, que tendem a aumentar e/ ou diminuir a capacidade de adsorção de gás nas camadas de carvão em função da distância do contato do diabásio. Essas relações são atualmente objeto de um grande projeto de pesquisa na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Convênio UFRGS/Shell).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Choate, R., McCord, J., Rightmire, C., 1986. Assessment of natural gas from coalbeds by geologic characterization and production evaluation. In: Rice, D. (Ed.), Oil and Gas Assessment. AAPG Studies in Geol. 21, 223–245.

CPRM-Serviço Geológico do Brasil. 2005. Carvão no Brasil. Apresentação da CPRM no Seminário sobre o atual conhecimento de depósitos de carvão no Brasil, Sindicato Industria de Extração Carvão, Estado Santa Catarina, Criciúma, SC, 22 de fevereiro de 2005.

Dekker, A., Close, J., McBane, R. 1989. The use of remote sensing, curvature analysis and coal petrology as indicators of higher coal reservoir permeability. Proc. 1989 Colbed Methane Symp., Univ. Alabama Tuscaloosa, AL, April 17-21, 1989, 325-340.

Fails, T. 1996. Coalbed methane potential of some Variscan foredeep basins. In: Gayer R. & Harrisl. (eds.) Coalbed methane and Coal Geology. Geological Society Special Publication London 109, pp.12-26.

Holz, M., França, A. B., Souza, P., Iannuzzi, R., Rohn, R. 2009. A stratigraphic chart of the Late Carboniferous/Permian succession of the eastern border of the Paraná Basin, Brazil, South America. Journal of South American Earth Sciences 29, 381 – 399.

Holz, M., Kalkreuth, W., Alves Rolim, S. 2010. Extension of the Paraná Basin to offshore Brazil: Implications for coalbed methane evaluation. Marine and Petroleum Geology 27, 1119–1132

Informativo Anual da Indústria Carbonífera, 2000. Ministério de Minas e Energia, Departamento Nacional de Produção Mineral. Inf. An. Carbonif. Brasília, Ano XV, jul. 2000, 217 pp.

Kalkreuth, W., Holz, M. (2000) The coalbed methane potential of the Santa Terezinha Coalfield, Rio Grande do Sul, Brazil. Revista Brasileira de Geociências 30 (2): 342-345.

Kalkreuth, W., Holz, M., Kern, M., Burger, H., Schauf, A., Prissang, R., Lemos de Sousa, M., Rodriguez, C. et al. (2003) The Coalbed Methane Potential of the Paraná Basin. 2o Congresso Brasileiro de P&T em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, June 15-18, 2003, CD ROM, pp. 1-6.

Kalkreuth, W., Holz, M., Kern, M., Machado, G., Mexias, A., Silva, M., Willett, J., Finkelmann R., Burger, H., et al. (2006) Petrology and chemistry of Permian coals from the Paraná Basin: 1. Santa Terezinha, Leão-Butiá and Candiota Coalfields, Rio Grande do Sul, Brazil. International Journal of Coal Geology 68: 79-116.

Kalkreuth, W., Holz, M., Casagrande, J., Cruz, R., Oliveira, T., Kern, M., Levandowski, J., Rolim, S. et al. (2008). O potencial de Coalbed Methane (CBM) na jazida da Santa Terezinha – modelagem 3D e avaliação do poço de exploração CBM001-ST-RS. Revista Brasileira de Geociências 38: 3-17.

Kalkreuth, W., Holz, M., Mexias, A., Balbinot, M., Levandowski, J., Willett, J., Finkelman, R., Burger, H. 2010. Depositional setting, petrology and chemistry of Permian coals from the Paraná Basin: 2. South Santa Catarina Coalfield, Brazil. International Journal of Coal Geology 84: 213–236.

Kalkreuth, W., Holz, M., Levandowski, J., Kern, M., Casagrande, J., Weniger, P., Krooss, B. et al. 2013. The Coalbed Methane (CBM) Potential and CO<sub>2</sub> Storage Capacity of the Santa Terezinha Coalfield, Paraná Basin, Brazil – 3D Modelling, and Coal and Carbonaceous Shale Characteristics and Related

Desorption and Adsorption Capacities in Samples from Exploration Borehole CBM001-ST-RS. *Energy Exploration and Exploitation* 31(4): 485-527

Kalkreuth, W., Lourenzi, P., Osorio, E. 2016. Distribuição, reservas e características dos depósitos de carvão no Brasil – Implicações para a contribuição na matriz energética, meio ambiente, sustentabilidade e recursos humanos. In: *Recursos Minerais no Brasil, Problemas e Desafios*. Academia Brasileira de Ciências, Rio de Janeiro, 2016, p. 350-361

Kalkreuth, W., Levandowski, J., Weniger, P., Krooss, B., Prissang, R., Lima da Rosa, A. 2020. Coal characterization and coalbed methane potential of the Chico-Lomã Coalfield, Paraná Basin, Brazil – Results from exploration borehole CBM001-CL-RS. *Energy Exploration & Exploitation*, 1–42, First Published 27 June 2020, <https://doi.org/10.1177/0144598720931167>

Karweil, J. (1955) Die Metamorphose der Kohlen vom Standpunkt der physikalischen Chemie. *Z. der deutschengeologischen Gesellschaft* 107: 132-139.

Kim, A. 1977. Estimating Methane Content of Bituminous Coalbeds from Adsorption Data. United States Bureau of Mines Report of Investigations RI 8245 1977, pp. 1-26.

Lavina, E. Lopes, R.C. 1986. A transgressão marinha do Permiano Inferior e a evolução paleogeográfica do Supergrupo Tubarão no Estado do Rio Grande do Sul. *Paula Coutiana, Porto Alegre*, nº 1, p. 51-103.

Lourenzi P, Levandowsky J, Rosa A, Gonzales, M., Kalkreuth, W.. 2017. Avaliação do potencial CBM através da análise de dessorção e análise petrográfica nos carvões permianos da Bacia do Parana, Brasil. In: *V Congresso Brasileiro de carvão mineral, Criciúma, SC, Brasil, 29 May–1 June 2017*, 10pp.

Mastalerz, M. 2014. Coal Bed Methane: Reserves, Production and Future Outlook, in T. M. Letcher, ed., *Future Energy (Second Edition)*, Elsevier Boston, Chapter 7, pp. 145-158.

Meissner, F. 1984. Cretaceous and Tertiary coals as sources for gas accumulations in the Rocky Mountain area, in: *Hydrocarbon source rocks in the greater Rocky Mountain region*, Denver, CO, Rocky Mountain Ass. of Geologists, 401-432.

Murray D. 1996. Coalbed methane in the U.S.A.: analogues for worldwide development. In: Gayer R. & Harris L. (eds.) *Coalbed methane and Coal Geology*. Geological Society Special Publication London 109, pp. 1-12.

Prissang, R., Burger, H., Holz, M., Kalkreuth, W. 2012. 3D modelling of early Permian paralic coal-bearing strata in Rio Grande do Sul state, Brazil. *Z. geol. Wiss* 40 (6), 363-379.

Rice, D. 1993. Composition and Origins of Coalbed Gas. in: *AAPG Studies in Geology No. 38, Hydrocarbons from Coal*, 159-184

Simão, G., Kalkreuth, W., 2017. O carvão da Jazida de Morungava (RS, Brasil): Caracterização petrográfica, química e tecnológica das camadas de carvão do poço de exploração CBM 001-MO-RS. *Pes. Geoci.* 44 (2), 323-343.

Süffert T., 1997. Carvão nos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. *Informe de Recursos Minerais, CPRM*.

Thomas, J., Jr., and Damberger, H. H., 1976, Internal surface area, moisture content, and porosity of Illinois coals: Variations with coal rank, Illinois State Geological Survey, Circular 493, 38 pp.

# 4

CAPÍTULO

# Desenvolvimento sustentável e mitigação de impactos sócioambientais

---

O gás natural é composto majoritariamente por metano (CH<sub>4</sub>), podendo ter ainda alcanos leves (etano, propano etc), cicloalcanos, hidrocarbonetos aromáticos, gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), nitrogênio (N<sub>2</sub>), hélio (He), mercúrio (Hg) e vapor d'água, dentre outros compostos (Gilman et al., 2013). Convencionalmente, o gás natural é extraído de depósitos constituídos por rochas porosas, onde, sob pressão, se deposita sob uma camada de rochas impermeáveis, após migrar de sua formação original, bastando assim a per-

furação vertical da camada para que ele flua para o exterior. Por outro lado, o gás chamado "não-convencional" encontra-se em depósitos constituídos por rochas de baixa permeabilidade, o que requer processos e técnicas de estimulação que auxiliem na sua extração.

A atividade de *shale gas* compreende diferentes etapas que começam com a exploração, passam pela produção e finalizam com a selagem e abandono do poço; cada uma dessas etapas apresenta características específicas. Há, assim,

---

45. A elaboração do Capítulo 4 marca a primeira atuação, em uma publicação oficial, da Seção Minas Gerais da Rede GASBRAS composta pelo INCT Acqua/ UFMG, Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Recursos Minerais Água e Biodiversidade, como membro do Comitê Gestor da Rede GASBRAS Nacional, CDTN e AIIEGA como co-executores, e UFOP como parceria científica. A Rede MG adota as sub-bacias dos Rios Indaia e Borrachudo e o município de Mo-rada Nova de Minas como área de investigação com potencial para gás, atua de forma sistêmica, com foco diferenciado e exclusivo nos estudos socioambientais, nos fundamentos de comunicação e governança e na sua influência potencial nos contornos de uma regulação brasileira para *shalegas* e *fracking*.

diferenças marcantes em nível e tipo de atividades executadas no campo, em cada uma delas.

Os cinco entendimentos ou eixos integradores introduzidos abaixo articulam-se com os temas específicos tratados ao longo do Capítulo 4.

1. Água e recursos hídricos podem ser adotados como eixos regulatórios para a articulação e desenvolvimento de um sistema regulatório brasileiro que contemple o equilíbrio de forças sociais e institucionais no País. A proposta ampliada contemplaria um sistema regulatório acordado entre as várias partes, e lastreado pelo setor científico.
2. A base da investigação na Região de Morada Nova de Minas, em Minas Gerais, é a realização de estudos de caracterização e monitoramento ambiental (*baseline*) antecedentes à EPGNC (Exploração e Produção de Gás Não Convencional), cobrindo (dentre outras) geologia, geo-estrutural, fluxos das águas subterrâneas, qualidade das águas, migração de contaminantes e microssismicidade, de modo a se estabelecer o modelo conceitual da área, sendo este atualizado à medida que novas informações tornam-se disponíveis.
3. Avisão da Bacia de Gás de Neuquén – Argentina como estratégica, pedagógica e base de uma plataforma de cooperação científica liderada por CDTN - Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear e UNCo - Universidad Nacional del Comahue é uma realidade que já incorpora frutos e benefícios nesse capítulo.
4. Os movimentos *no-fracking* comumente usam argumentos relacionados aos potenciais impactos ambientais e socioambientais como contaminação dos recursos hídricos, piora na qualidade de vida das comunidades envolvidas, e a indução de sismos. Apesar das pautas levantadas, em certos momentos suas argumentações acabam se distanciando ou mesmo sendo desatualizadas com o tempo, quando confrontadas com os dados científicos e as evoluções tecnológicas. Como exemplo cita-se o documentário GASLAND, lançado em 2010<sup>46</sup>, que pode ser considerado o vídeo-mãe da mídia *no-fracking*, mas que certamente foi baseado em evidências desatualizadas das inovações e controles industriais, e de sistemas de regulação e fiscalização aperfeiçoados pela agência EPA (*United States Environmental Protection Agency*) e pelos órgãos oficiais dos estados americanos produtores.
5. O processo internacional de experiências e usos do *fracking* para exploração de *shale gas* alcançou ampla diversidade em regulação e controle público e social sobre a atividade nos diferentes países com regimes democráticos e instituições mais ou menos maduras, assim como os níveis de liberalização da economia. Do ponto de vista econômico, em regiões mais distantes dos grandes centros econômicos e políticos, a abordagem endógena de desenvolvimento (*bottom up*) tem se mostrado mais efetiva,

46. (<https://www.funverde.org.br/blog/documentario-gasland-a-verdade-sobre-o-fracking-fraturamento-hidraulico/>), lançado em 2010, vencedor do Oscar 2011.

com resultados mais consistentes e duradouros, do que a abordagem centralizadora clássica (*top-down*). Trata-se de uma dinâmica de desenvolvimento que conta mais com a mobilização de atores locais – autoridades governamentais locais e instituições não-governamentais, empresas e outras organizações – que passam a trabalhar de maneira coordenada e sinérgica em busca de resultados positivos comuns. A principal implicação dessa abordagem é a descentralização da tomada de decisões para níveis territoriais locais, permitindo que medidas importantes para o fomento do desenvolvimento sejam tomadas de maneira mais ágil.

O ESG (*Environmental, Social & Corporate Governance*)<sup>47</sup> é um índice que avalia as operações das principais empresas conforme os seus impactos em três eixos da sustentabilidade – o Meio Ambiente, o Social e a Governança. A medida oferece mais transparência aos investidores sobre as empresas de interesse. A consolidação do novo índice é madura, tendo evoluído de forma segura e estruturada ao longo das últimas décadas. Veio para ficar em paralelo com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável ODS 2030. O resultado mais relevante deste novo paradigma é que as empresas passam a ser parceiras efetivas da sociedade por sistemas regulatórios e fiscalizatórios aceitos conjuntamente, contra o paradigma anterior de atuarem, através de grupos de pressão e lobbies, por regulações prote-

cionistas, mas claramente litigantes. Empresas, sociedade e governos passam agora a ter as condições institucionais para a atuação conjunta por contornos regulatórios participativos.

#### 4.1 ÁGUA COMO EIXO REGULATÓRIO UNIVERSAL PARA A EXPLORAÇÃO SUSTENTÁVEL DE GÁS NÃO-CONVENCIONAL

As questões que envolvem a segurança e preservação da disponibilidade e qualidade das águas de consumo, recursos hídricos e aquíferos, contra os riscos de contaminação pelas operações de *fracking*, são argumentos determinantes para o posicionamento das comunidades locais impactadas e partes interessadas sobre a produção de gás de reservatórios não convencionais utilizando a técnica de *fracking*. A água consolidou-se como um eixo regulatório universal.

O INCT Acqua trabalha com o paradigma da água como um denominador comum de iniciativas focadas em inovação e desenvolvimento científico, social e de sustentabilidade regional. As atividades do Instituto sempre abrangeram duas áreas principais: (1) avaliação do impacto de atividades industriais na qualidade da água, solo, ar junto com a conservação da biodiversidade; (2) desenvolvimento de valor e desempenho para os processos e produtos de base mineral que no Projeto GASBRAS seriam estendidos aos processos, operações e aditivos pertinentes.

47. <https://economia.estadao.com.br/noticias/governanca,o-que-e-esg-e-por-que-esse-conceito-ganhou-importancia-no-mundo-dos-negocios,70003399787>

2013<sup>48</sup> foi o ano em que ocorreram as maiores mobilizações de organizações científicas e ambientais, entre outros segmentos importantes, inclusive da Justiça, contra as concessões da ANP para áreas de gás não convencional.

Os estudos e prospecções desenvolvidos pela Rede GASBRAS MG têm fortalecido o entendimento de que os mesmos atores institucionais que prevaleceram nos debates de 2013 continuam muito ativos. As iniciativas de organizações *no-fracking*, que naquela época ainda não eram tão presentes, fortaleceram-se e ganharam espaço e resultados pelo banimento definitivo da operação no Brasil.

A crescente maturidade da sociedade brasileira pela proteção de seus ativos e patrimônios (água e recursos hídricos) contra os impactos potenciais de atividades econômicas diversas é uma realidade que tende a fortalecer com

maior intensidade o avanço das licenças sociais para as operações de maior risco. Esse contexto mais contemporâneo se aplica na exploração e produção do *shale gas* através da técnica de *fracking*. Água e recursos hídricos passam a se consolidar como fio condutores para diálogos mais efetivos e construtivos entre os vários segmentos mobilizadores de contornos regulatórios mais viáveis e com menor potencial litigioso no Brasil. O setor empresarial respondendo à nova governança ESG passa a ser parceiro desse novo movimento.

Água e recursos hídricos, portanto, como proposta podem ser adotados como eixos piloto para a articulação e desenvolvimento de um sistema regulatório brasileiro que contemple o equilíbrio de forças sociais e institucionais no País. A proposta ampliada contemplaria um sistema regulatório acordado entre as várias partes, e subsidiado pelo setor científico.

---

48. A 12ª Rodada foi a única a fazer referência explícita ao gás não convencional.

**Adson Gomes,  
Madson Moreira Nascimento,  
Wilson Araújo Lopes,  
Miguel Andrade Filho,  
Jeancarlo Pereira dos Anjos,  
Gisele Olímpio da Rocha,  
Pedro Afonso de P. Pereira,  
Jailson Bittencourt de Andrade  
(UFBA)**

#### 4.2 POTENCIAIS IMPACTOS NA QUALIDADE DO AR DECORRENTES DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE SHALE GAS

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA na sigla em inglês) (IEA, 2019a), embora seja importante combater todas as fontes de emissão de metano para a atmosfera, uma atenção especial deve ser dada às emissões provenientes de operações de óleo e gás. Embora o metano também faça parte das emissões produzidas pela exploração do carvão e mesmo dos biocombustíveis, operações de óleo e gás são provavelmente as maiores fontes de emissão desse gás, quando considerado o setor de energia (Saint-Vincent et al., 2019; IEA, 2019b; Wójcik; Kostowski, 2020; Waxman et al., 2020;). Ainda de acordo com a IEA, os combustíveis fósseis são responsáveis por cerca de 20% das emissões de metano, com uma emissão global, em 2017, de cerca de 80 Mt de  $\text{CH}_4$  (IEA, 2019a).

É importante ressaltar que tanto o gás extraído de reservatórios convencionais quanto o *shale gas* possuem, ao final, uma composição química similar. Desse modo, as emissões produzidas pela sua utilização na produção de energia, terão tam-

bém composição química bastante similar em ambos os casos. Todavia, uma vez que os processos de extração e produção diferem significativamente, deve-se esperar que haja diferenças nos perfis das emissões, decorrentes dessas etapas.

Durante as fases de perfuração do poço, fraturamento hidráulico e extração do gás, diversos compostos químicos gasosos e voláteis podem ser emitidos para a atmosfera, tais como  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ , compostos de enxofre, Hg, dentre outros, além de compostos orgânicos semivoláteis e espécies químicas como metais e ânions, que ocorrem associados ao material particulado atmosférico. A água de retorno e a água de produção, por sua vez, podem transportar compostos que, por evaporação durante a armazenagem em reservatórios abertos (lagoas), serão transferidos para a atmosfera. Em alguns trabalhos já foram identificadas emissões, em quantidades variáveis, por evaporação de Compostos Orgânicos Voláteis (COV) em lagoas de estocagem, sendo que elas eram mais altas quando a estocagem era recente e durante os meses mais quentes (Field et al., 2014, Purviset al. 2019, Shaw et al., 2019, Hecobianet al. 2019).

As emissões tipicamente contêm ao menos cinco substâncias que são classificadas pela US EPA (USEPA, 2019) como Poluentes Atmosféricos Perigosos (Hazardous Air Pollutants - HAPs), sendo elas: benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos (também conhecidas pelo acrônimo BTEX) e hexano. Esses poluentes são comprovados ou suspeitos causadores de câncer ou outros danos à saúde. Entre os HAPs, as emissões de BTEX são as que predominam nesse tipo de atividade (Field et al., 2014;

Hecobian et al. 2019; Lim et al. 2019; Lim G. Q., John, K. 2020). Uma vez na atmosfera, esses compostos podem sofrer reações químicas com outras espécies, gerando novas substâncias tais como o ozônio e outros oxidantes fotoquímicos, assim como participar na formação de aerossóis secundários ou ser transportados na atmosfera por grandes distâncias antes de sofrerem processos de remoção.

Além disso, a intensa atividade de máquinas e equipamentos, tais como plataformas de perfuração, geradores de eletricidade, separadores de fase, bombas, compressores, aliada à circulação de veículos pesados, que normalmente dão apoio e operam o transporte de maquinário e insumos, contribui para o aumento das emissões de poluentes para a atmosfera, especialmente óxidos de nitrogênio (NOx) e PM<sub>10</sub> (material particulado atmosférico com diâmetro menor que 10 µm), durante todas as fases. Entretanto, emissões fugitivas de metano e Compostos Orgânicos Voláteis (COV), tais como os BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos) acontecem principalmente durante a fase de produção. Purviset al. (2019) demonstraram que, durante a etapa preparatória para o procedimento de fraturamento hidráulico, as emissões de NOx para a atmosfera aumentaram significativamente devido à intensa movimentação de maquinário pesado e de veículos de transporte, os quais são os principais emissores deste poluente.

Em estudos já realizados (Field et al., 2014; Air Quality Expert Group; 2018; Purviset al., 2019; Willyard, K. A.; Schade, G. W. 2019), constatou-se que os compostos citados já foram detectados e identificados a partir de emissões provenientes das seguintes fontes:

- Maquinário empregado nas operações de fraturamento;
- Tanques de estocagem diversos;

- Unidades de secagem de gás;
- Compressores;
- “Flare”;
- Emissões fugitivas;
- Veículos para o transporte de máquinas, materiais e insumos.

Uma vez a que a extração do gás não seja mais viável de um ponto de vista econômico, o poço é desativado, após a selagem e capeamento da “cabeça”, de forma a prevenir vazamentos posteriores. No entanto, como resultado da deterioração gradual dos materiais ou da construção inicial inadequada do poço, vazamentos de gás são observados em muitos poços abandonados, tanto pela boca do poço como ao seu redor (migração de gás para fora do revestimento) (Kang et al., 2019), sendo a falha da cimentação a principal causa do vazamento de metano. Com o tempo, o cimento (e/ou o revestimento) tende a se deteriorar, permitindo que o gás vaze ao longo do espaço anular entre o revestimento e a formação. Portanto, é importante monitorar a integridade da condição do poço após a selagem e o abandono (Council of Canadian Academies, 2014; Kang et al., 2019).

Considerando o exposto, fica clara a importância de se avaliar os possíveis impactos, decorrentes da atividade de *shale gas*, para a qualidade do ar, levando-se em conta a importância econômica da exploração desse recurso natural.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

As atividades associadas ao *shale gas* abrangem diferentes fases, que vão desde a avaliação das reservas disponíveis, passando pela extração, processamento, estocagem e transporte do gás, até o abandono dos poços. Todas estas etapas requerem o desenvolvimento de normas e procedi-

mentos específicos, que visem à minimização de possíveis impactos, tanto ambientais como sociais (Air Quality Expert Group, 2018; Moore et al., 2014; Field et al., 2014).

Considerando que, no caso do Brasil, a exploração de *shale gas* ainda não teve início, levando assim à ausência de resultados baseados em nossa realidade, deve-se ressaltar que esse documento e suas recomendações se baseiam, em grande parte, na leitura e exame de estudos realizados por outros países que já dispõem dessa experiência.

Em relação aos impactos sobre a qualidade do ar, a tendência é de que estes sejam maiores em nível local e regional, uma vez que as atividades se concentram nessa escala. Como exemplo, no caso do Recôncavo Baiano, em face da considerável concentração populacional estabelecida nos municípios localizados nessa região, pode-se esperar um aumento de exposição aos poluentes lançados no ar, derivados não só da exploração e produção de gás, mas também de um crescimento no tráfego de veículos e máquinas na região.

Recomenda-se fortemente a realização prévia de estudos de campo, em escala piloto, nos locais onde futuramente venham a ocorrer as atividades de *shale gas*, de forma a se obter um panorama inicial, ou baseline. A execução de um ou mais poços-pilotos (ou poços-transparentes) deve ser o melhor caminho para a realização desses estudos no Brasil, bem como a melhor forma de avaliar e propor, com conhecimento técnico/científico, práticas sustentáveis que atendam aos diversos aspectos associados à exploração do *shale gas*, tais como, por exemplo, a proteção de aquíferos, o controle de emissões atmosféricas, o tratamento e a redução na geração de resíduos finais, a otimização da logística de transporte de equipamentos e insumos, dentre outros.

Recomenda-se implementar um programa de monitoramento e gerenciamento da qualidade do ar, que deverá envolver o acompanhamento das emissões e propor possíveis formas de mitigação. O monitoramento deverá ser realizado antes e durante todas as etapas que envolvem o *shale gas*, de modo a fornecer um panorama claro das possíveis consequências diretas advindas dessas atividades. Além disso, uma atenção especial deverá ser dada ao acompanhamento de possíveis emissões fugitivas de gás em instalações de poços e de estações de tratamento, armazenagem e transporte e distribuição, as quais deverão ser acompanhadas de maneira contínua e em tempo real.

Cabe ressaltar que as emissões fugitivas podem ser mitigadas com especificações adequadas dos equipamentos que compõem as instalações, tais como bombas, compressores, válvulas, flanges entre outros. Para isso, as normas API regulamentam os materiais e equipamentos aplicados em sistemas de produção de petróleo e gás natural, agregando às instalações segurança operacional e integridade estrutural. Além disso, novas tecnologias disponíveis, capazes de evitar ou minimizar possíveis vazamentos e emissões, deverão sempre ser buscadas na elaboração dos projetos.

Finalmente, para que surtam efeito, essas ações terão de ser realizadas de forma coordenada, envolvendo as esferas de Governo Federal e Estaduais, bem como com a participação da Academia, Centros de Pesquisa e a Indústria. A colaboração entre Academia, Centros de Pesquisa e Indústria, em parcerias ou estudos independentes, deverá ser fortemente estimulada através de projetos que incorporem estudos nas diversas fases envolvidas na atividade do shalgas no Brasil.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Air Quality Expert Group; Potential Air Quality Impacts of Shale Gas Extraction in the UK; Department for Environment, Food and Rural Affairs; Scottish Government; Welsh Government; and Department of the Environment in Northern Ireland; 2018.

Council of Canadian Academies; Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada. Ottawa (ON): The Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction, Council of Canadian Academies; 2014.

Field, R. A.; Soltis, J.; Murphy, S.; Air quality concerns of unconventional oil and natural gas production; *Environ. Sci.: Processes Impacts*; 16; 954–969; 2014.

Gilman, J. B.; Lerner, B. M.; Kuster, W. C.; de Gouw, J. A. Source Signature of Volatile Organic Compounds from Oil and Natural Gas Operations in Northeastern Colorado; *Environ. Sci. Technol.*; 47(3); 1297-1305; 2013.

Hecobian, A.; Clements A.L.; Shonkwiler K.B.; Zhou Y.; MacDonald L.P.; Hilliard N.; Wells B.L.; Bibeau B.; Ham J.M.; Pierce J.R.; Collett J.L.; Air Toxics and Other Volatile Organic Compound Emissions from Unconventional Oil and Gas Development; *Environ. Sci. Technol. Lett.*; 6; 720–726; 2019.

International Energy Agency – IEA a; Global methane emissions from oil and gas operations; <https://www.iea.org/weo/methane/>; acessadoem 10/9/2019.

International Energy Agency – IEA b; World Energy Outlook 2019; Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>>. Acessadoem 08/08/2020.

Kang, M.; Mauzerall, D. L.; Ma, D. Z.; Celia, M. A.; Reducing methane emissions from abandoned oil and gas wells: Strategies and costs. *Energ. Policy*, 132; 594–601; 2019.

Lim, G. Q.; John, K.; Impact of energy production in the Barnett Shale gas region on the measured ambient hydrocarbon concentrations in Denton, Texas. *Atmos. Pollut. Res.*; 11(2); 2020.

Lim, G. Q.; Matin, M.; John, K.; Spatial and temporal characteristics of ambient atmospheric hydrocarbons in an active shale gas region in North Texas. *Sci. Total Environ.*; 656; 347–363; 2019.

Wójcik, M.; Kostowski, W. J. Environmental Risk Assessment for Exploration and Extraction on Processes of Unconventional Hydrocarbon Deposits of Shale Gas and Tight Gas: Pomeranian and Carpathian Region Case Study as Large On shore Oil fields, *J. Earth Sci.*; 31; 215–222; 2020.

Moore, C. W.; Zielinska, B.; Pétron, G.; Jackson, R. B.; Air Impacts of Increased Natural Gas Acquisition, Processing, and Use: A Critical Review; *Environ. Sci. Technol.*; 48; 8349-8359; 2014.

Purvis, R. M.; Lewis, A. C.; Hopkins, J. R.; Wilde, S. E.; Dunmore, R. E.; Allen, G.; Pitt, J.; Ward, R. S.; Effects of “pre-fracking” operations on ambient air quality at shale gas exploration site in rural North Yorkshire, England; *Sci. Total Environ.*; 673; 445-454; 2019.

Saint-Vincent P.M.B.; Pekney N. J.; Beyond-the-Meter: Unaccounted Sources of Methane Emissions in the Natural Gas Distribution Sector; *Environ. Sci. Technol.*; 54; 39-49, 2019.

Shaw J.T.; Allen, G.; Pitt J.; Mead M.I.; Purvis R.M.; Dunmore R.; Wilde S.; Shah A.; Barker P.; Bateson P.; Bacak A.; Lewis A.C.; Lowry D.; Fisher R.; Lanoisellé M.; Ward R.S.; A baseline of atmospheric greenhouse gases for prospective UK shale gas sites; *Sci. Total Environ.*; 684 1–13; 2019.

U.S. Environmental Protection Agency; Oil and Natural Gas Production Facilities: National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants (NESHAP); (<https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/oil-and-natural-gas-production-facilities-national-emission>); Acessado em 23/9/2019.

Waxman, A. R.; Khomani, A.; Leibowicz, B. D.; Olmstead, S. M.; Emissions in the stream: Estimating the greenhouse gas impacts of an oil and gas boom. *Environ. Res. Lett.*; 15(1); 2020.

Willyard, K. A.; Schade, G. W. Flaring in two Texas shale areas: Comparison of bottom-up with top-down volume estimates for 2012 to 2015;

**Fábio Taioli**  
USP

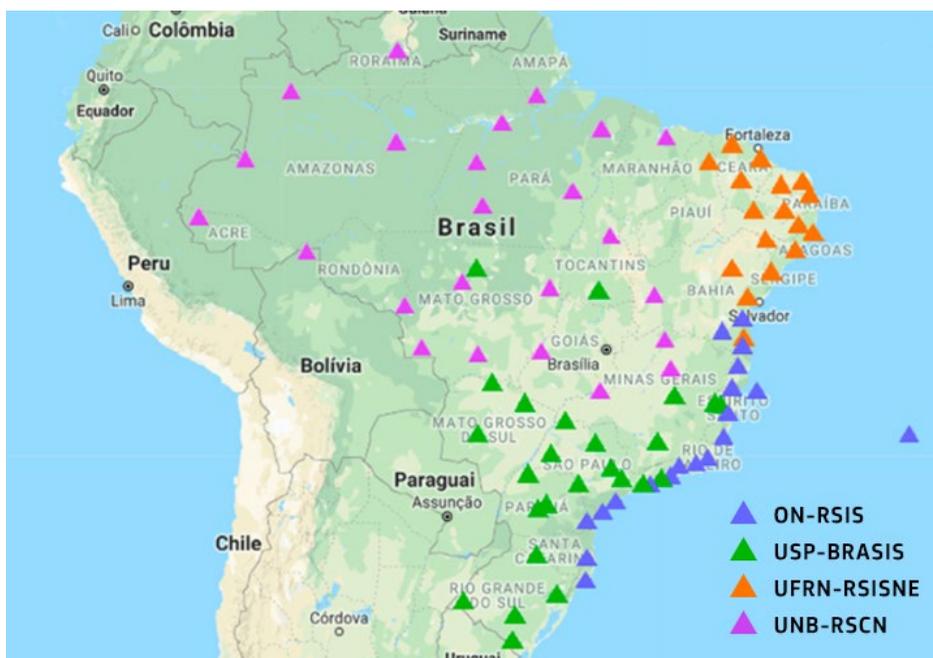
### 4.3 SISMICIDADE INDUZIDA

Sismicidade induzida é a atividade sísmica (tremores de terra) provocada por ações antrópicas. Normalmente esses sismos estão associados às operações de mineração, à implantação de grandes reservatórios de água (p.e. lagos de barragens) e à exploração de hidrocarbonetos. Tais atividades podem ocasionar um incremento nas cargas internas nas rochas gerando um acúmulo de tensões. Os sismos ocorrem quando há

um súbito alívio de tensão acumulada no interior da terra, ou mesmo pela instabilidade gerada pela variação da pressão nos poros da rocha.

Apesar de, no Brasil, não se ter um histórico de atividade sísmica de grande magnitude, na realidade inúmeros pequenos sismos ocorrem diariamente. Isso tem sido cada vez mais reportado desde a implantação da Rede Sismográfica Brasileira ocorrida em 2014 (Figura 4.1), que permite o monitoramento contínuo de praticamente todo o território nacional. No entanto, devido à extensão do país, essa rede não oferece a resolução necessária para o efetivo controle da sismicidade induzida por atividades antrópica.

FIGURA 4.1: REDE SISMOGRÁFICA BRASILEIRA. OS TRIÂNGULOS INDICAM AS LOCALIZAÇÕES DAS ESTAÇÕES, SENDO QUE AS AZUIS SÃO COORDENADAS PELO OBSERVATÓRIO NACIONAL, AS VERDES PELA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, AS LARANJAS PELA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE E AS LILÁS PELA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA.



Fonte: RSBR (<http://rsbr.gov.br/>).

A exploração de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais ainda não ocorre no Brasil. No entanto, em diversos países, um dos problemas ambientais atribuídos à sua exploração é a indução de sismos na área de exploração.

O hidrofraturamento aplicado nos reservatórios de baixa permeabilidade envolve a injeção de expressivas quantidades (de 5.000 a 100.000 m<sup>3</sup>) de água em alta pressão (> 620 bar, ou seja, mais do que 620 atmosferas). A quantidade de água e a altíssima pressão aplicada podem ocasionar a geração de sismos cuja magnitude é variável e dependente da extensão do fraturamento aplicado nas rochas e das condições geológicas locais, por exemplo, reativar falhamentos pré-existentes (p.e. Alexandrov *et al.*, 2020)<sup>49</sup>. Portanto, um detalhado estudo geológico e estrutural da região deve ser conduzido antes da aplicação do hidrofraturamento a fim de se evitar a exploração nas proximidades de estruturas geológicas pré-existentes.

Outro problema que tem sido associado à exploração de reservatórios não convencionais trata-se da reinjeção na rocha da água após seu uso no processo de hidrofraturamento. A variação da poro-pressão (tanto natural como induzida) nos aquíferos é comumente associada à geração de sismos (p.e. Tan *et al.* 2020). Agrega-se a isso a possibilidade do fluido injetado se portar como um lubrificante, fazendo com que tensões acumuladas no interior do maciço sejam liberadas e, conseqüentemente, gerando sismos. A literatura técnica aponta que tais ocorrências podem gerar grande quantidade de sismos com foco a grande distância (> 10 km) do ponto de injeção (p.e. Weingarten, 2015).

Em diversos países vários casos de sismos induzidos têm sido reportados há muitos anos, vinculados, principalmente, ao hidrofraturamento das rochas (p.e. Schultz *et al.*, 2018; López-Comino, *et al.*, 2018; Kumar *et al.*, 2019), e, apesar de serem normalmente de pequena magnitude (raramente acima de 4 na escala Richter), podem ser sentidos pela população local, o que gera grande receio da população próxima, mas raramente causam algum dano.

No Brasil, como não são ainda explorados os reservatórios não convencionais, não há registro de ocorrências. Por outro lado, existem casos de sismos induzidos pela exploração de água subterrânea, particularmente na Bacia do Paraná, região da cidade de Bebedouro, grande produtora de laranjas, onde ocorre bombeamento de quantidade significativa de água. Os sismos ocorrem quando o bombeamento é interrompido e as pressões internas voltam a se equilibrar (Assumpção *et al.*, 2010). Mais de 2000 microtremores (magnitude < 3) foram registrados.

Vale ressaltar que, com a experiência já adquirida em várias bacias sedimentares no mundo, grandes avanços no controle e mitigação dos sismos induzidos pela exploração de reservatórios não convencionais vêm ocorrendo (Maxwell, 2018) e, caso tais reservatórios venham a ser explorados no Brasil, é recomendável e de extrema importância que seja instalada uma rede sismográfica local e dedicada antes do início da exploração, de forma a se ter um controle da atividade sísmica regional natural, e que esse monitoramento permaneça durante todo o ciclo produtivo do empreendimento.

49. A literatura, em especial nos Estados Unidos, mostra que os sismos são induzidos majoritariamente por reinjeção de água e não pelo fraturamento hidráulico propriamente dito.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Alexandrov, D.; Eisner, L.; Waheed, U.; Kaka, S.I.E.; Greenhalgh, S.A. 2020. Normal faulting activated by hydraulic fracturing: A case study from the Barnett Shale, Fort Worth Basin. *The Leading Edge*, 39(3):204-211. <http://dx.doi.org/10.1190/tle39030204.1>

Assumpção, M.; H. Yamabe, T.H.; Barbosa, J.B.; Hamza, V.; Lopes, A.E.V.; Balancin, L.; Bianchi, M.B. 2010. Seismic activity triggered by water wells in the Paraná Basin, Brazil. *Water Resources Research*, V. 46, W07527, doi:10.1029/2009WR008048.

Wilson, M.P.; Davies, R.J.; Foulger, G.R.; Julian, B.R.; Styles, P.; Gluyas, J.G.; Almond, S. 2015. Anthropogenic earthquakes in the UK: A national baseline prior to shale exploitation. *Marine and Petroleum Geology*. 68, 1-15.

Kumar, A.; Hu, H.; Bear, A.; Hammack, R.; Harbert, W. 2019. Seismic Monitoring of Hydraulic Fracturing Activity in the Wolfcamp Shale of Midland Basin, Texas. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*. p. 2893-2905.

DOI: 10.15530/urtec-2019-564.

López-Comino, J.A.; Cesca, S.; Jarosławski, J.; Montcoudiol, N.; Heimann, S.; Dahm, T.; Lasocki, S.; Gunning, A.; Capuano, P.; Ellsworth, W. L. 2018. Induced seismicity response of hydraulic fracturing: results of a multidisciplinary monitoring at the Wysin site, Poland. *Scientific Reports*, 8:8653. DOI:10.1038/s41598-018-26970-9.

Maxwell, S. 2018. Injection-induced seismicity: The end of the beginning? *The Leading Edge*. 37:2. 146-148. DOI: 10.1190/tle337020146.1.

[doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.023](http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.023).

Schultz, R.; Atkinson, G.; Eaton, D. W.; Gu, Y. J.; Kao, H. 2018. Hydraulic fracturing volume is associated with induced earthquake productivity in the Duvernay play. *Science*, 359, 304–308. DOI: 10.1126/science.aao0159.

Tan, Y.; Hu, J.; Zhang, H.; Chen, Y.; Qian, J.; Wang, Q.; Zha, H.; Tang, P.; Nie, Z. 2020. Hydraulic fracturing induced seismicity in the southern Sichuan basin due to fluid diffusion inferred from seismic and injection data analysis. *Geophysical Research Letters*. 10p. doi.org/10.1029/2019gl084885.

Wilson, M.P.; Davies, R.J.; Foulger, G.R.; Julian, B.R.; Styles, P.; Gluyas, J.G.; Almond, S. 2015. Anthropogenic earthquakes in the UK: A national baseline prior to shale exploitation. *Marine and Petroleum Geology*. 68, 1-15. doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.023.

Weingarten, M.; Ge, S., Godt, J.W.; Bekins, B.A.; Rubinstein, J.L 2015. High-rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity. *Science*, 348, 1336-1340. DOI: 10.1126/science.aab1345

### **Claudio Riccomini**

Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia & Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Pesquisador, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq

### **Thaís Tevisani Moura**

Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS; Programa de Pós-Graduação em Geoquímica e Geotectônica, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo

### **Lucy Gomes Sant'Anna**

Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia & Escola de Artes, Ciências e Humanidades, Universidade de São Paulo; Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil – GASBRAS

## 4.4 IMPACTO POTENCIAL DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO ESTIMULADO (*FRACKING*) NOS RECURSOS HÍDRICOS SUBTERRÂNEOS

O fraturamento hidráulico estimulado (*fracking*) é o processo que viabilizou a exploração de gás não convencional (*shale gas*, *tight gas* e *coal-*

*bedmethane*). Mediante a injeção de água a elevadas pressões contendo produtos químicos e propantes, o *fracking* causa a cominuição<sup>50</sup> de rochas de baixa permeabilidade, ricas em matéria orgânica, particularmente folhelhos negros no caso do *shale gas*, liberando o gás nelas contidos. Este processo requer inicialmente a perfuração de poços exploratórios verticais que servirão de tronco principal de irradiação de poços horizontais paralelos. Tendo em vista as profundidades requeridas para que a exploração de gás não convencional atenda tanto às exigências ambientais e de segurança, quanto de atingimento de reservatórios, é provável que esses poços atravessem aquíferos, sejam eles rasos ou profundos, muitas vezes relevantes à atividade humana. Essa interferência do *fracking* com aquíferos pode ocorrer durante a execução de poços verticais e horizontais, durante o *fracking* propriamente dito, bem como durante a produção de gás. Além disso, na superfície do terreno, toda a infraestrutura necessária à exploração e produção de gás não convencional implica no deslocamento e manipulação de maquinário, combustíveis, água e fluidos de perfuração, produtos químicos e outros insumos que representam riscos caso seu escape acarrete infiltração no solo, com potencial de contaminação das águas subterrâneas. Some-se ainda a água de retorno e água de formação (água conata) do alvo produtor.

Assim, o adequado planejamento das operações exige o conhecimento de algumas variá-

50. Ato ou efeito de cominuir; fragmentação, espedaçamento.

veis, tais como a profundidade e espessura do aquífero, a distância entre a base do aquífero e o pacote rochoso a ser fraturado, as estruturas geológicas e direção dos esforços atuantes na região, a distribuição de poços produtores de água preexistentes, dentre outras<sup>51</sup>.

### IMPACTOS POTENCIAIS DURANTE A PERFURAÇÃO DOS POÇOS

Durante a perfuração de um poço (exploratório ou produtor) vertical podem ser empregados diferentes tipos de fluidos, originalmente compostos por água e argila (bentonita), mas que hoje apresentam composições mais complexas. Sua função é manter a estabilidade das paredes do poço, apresentar um comportamento não reativo com as rochas de interesse e assegurar a flutua-

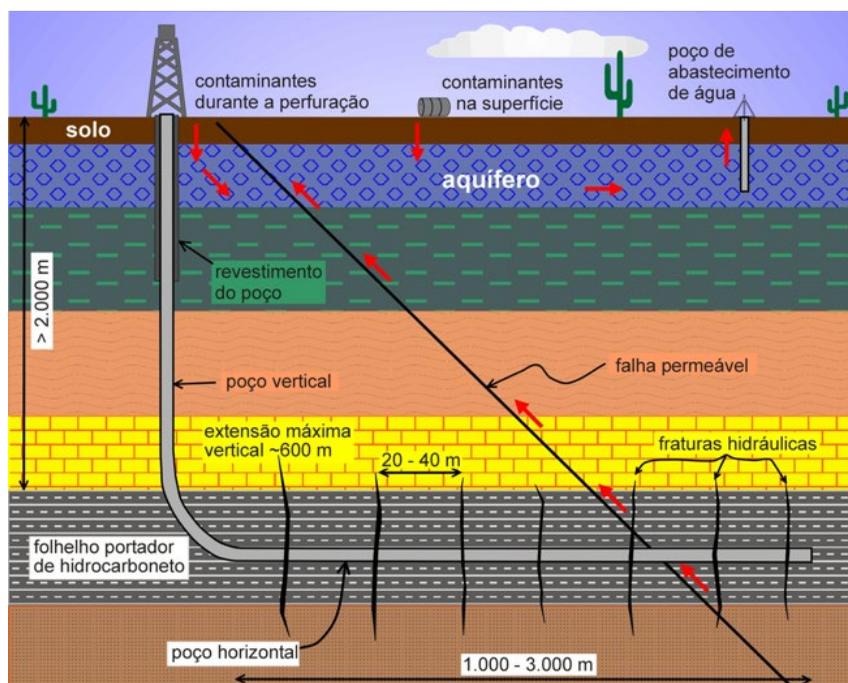
bilidade e transporte à superfície dos fragmentos de rochas produzidos durante a perfuração.

De modo a se garantir a integridade do poço vertical são empregados revestimentos compostos por tubos de aço, com diâmetros decrescentes com a profundidade, cimentados à parede do poço. O revestimento deve suportar a pressão externa exercida pelo fluido ao seu redor e a pressão interna do óleo ou gás da formação em produção, além das tensões resultantes do próprio peso da coluna de aço (Clinedinst; 1992). O poço deve conter ainda um dispositivo para seu eventual fechamento em emergências (*blow-out preventer* - BOP) (Cherry et al. 2014). Esse conjunto é instalado para proteger o aquífero dos fluidos empregados na perfuração, bem como evitar o vazamento de fluidos e gases para o aquífero e o meio ambiente (Figura 4.2).

---

51. É importante comentar que qualquer perfuração de poço de petróleo e gás atravessa reservatórios de água subterrânea e isso é resolvido com o revestimento adequado das tubulações; não se trata, portanto, de uma especificidade das operações que envolvem a exploração de *shale gas*.

FIGURA 4.2: ELEMENTOS DE UM SISTEMA DE PRODUÇÃO DE GÁS-DE-FOLHELHO E IMPACTOS POTENCIAIS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO NOS RECURSOS HÍDRICOS



Fonte: Modificado de Cherry et al. 2014, Edwards & Celia 2018.

Quando atingem as camadas produtoras de interesse, essencialmente folhelhos ricos em matéria orgânica situados a profundidades superiores a 1,5 km, as sondagens passam a ser horizontais e atingem comprimentos entre um e três km, conforme as condições geológicas (v.g. Cherry et al. 2014). Neste ponto, um aspecto relevante é o transporte dos fragmentos de folhelhos resultantes da sondagem pelo fluido de perfuração. Esses folhelhos normalmente apresentam teores de elementos radiativos acima dos valores médios da crosta terrestre e podem constituir possível fonte de contaminação para o solo, águas superficiais e subterrâneas (por infiltração) se dispostos de forma inadequada na superfície.

Os poços horizontais também devem ser revestidos com tubos de aço cimentados às suas paredes. Esse revestimento tem a função de auxiliar no suporte das cargas exercidas nas paredes do poço, evitar o escape de fluidos empregados na perfuração e aumentar a sua vida útil. Entretanto, dependendo das regulações locais e de condições favoráveis do maciço rochoso, muitos poços horizontais não são revestidos. Isso acarreta redução de custos, mas aumento de riscos.

Embora pouco comuns, podem ocorrer problemas nas articulações dos tubos de aço e nas junções entre as paredes dos tubos com o cimento, e do cimento com as paredes do poço. Adicionalmente,

a corrosão da tubulação e do revestimento, interação com produtos químicos ou degradação mecânica do cimento, quebra da válvula ou vazamentos e deficiências de manutenção estão entre as causas possíveis para a perda de integridade de um poço (Bachu & Valencia; 2014).

### IMPACTOS POTENCIAIS DURANTE O FRACKING

Os poços horizontais devem ser orientados na direção do esforço principal mínimo para que as fraturas hidráulicas se propaguem ortogonalmente ao eixo do poço (Zoback & Kohli 2019). No Mapa Mundial de Esforços (Heidbach et al.; 2018) estão compiladas as direções dos esforços horizontais máximos, constituindo-se em excelente base de referência para a orientação desses poços, embora no caso do Brasil os dados disponíveis ainda sejam escassos.

As fraturas preexistentes ortogonais aos poços horizontais são aquelas com maior probabilidade de serem abertas e conectadas com as fraturas hidráulicas. Assim, um bom conhecimento prévio das fraturas presentes no maciço rochoso é fundamental no planejamento da posição dos poços, pois a interação entre as fraturas hidráulicas geradas por *fracking* e as preexistentes podem criar rotas de migração de fluidos, incluindo gases, que podem favorecer o escape destes para os aquíferos, solo, superfície do terreno e atmosfera. Ainda que parte das fraturas preexistentes possa estar cimentada em decorrência da ação de fluidos geológicos, elas podem apresentar zonas-de-dano laterais com alta permeabilidade (e.g. Caine et al. 1996).

Para o fraturamento hidráulico são empregados volumes importantes de fluidos sob alta pressão, além de propantes (areia e materiais cerâmicos que mantêm abertas as fraturas). Nas principais formações geológicas produtoras americanas, os volumes médios de fluidos injetados por poço durante o *fracking* têm sido de 16.000 a 26.000 m<sup>3</sup> em Marcellus, 11.000 a 23.000 m<sup>3</sup> em Barnett e 23.000 m<sup>3</sup> em Eagle Ford, com média de 14-15 m<sup>3</sup> por metro linear de poço (Edwards & Celia 2018). Esses volumes podem impactar sobremaneira os recursos hídricos subterrâneos em regiões com pouca disponibilidade de recursos hídricos superficiais.

Em um poço são empregados em média 14 produtos químicos nos fluidos de *fracking*, mas na literatura são registrados mais de mil diferentes produtos químicos já utilizados, dentre os quais ácidos, hidrocarbonetos aromáticos, polisacarídeos e surfactantes (EPA, 2016). A porção do fluido de *fracking* que retorna à superfície como água residual (*flowback*) por meio do poço de produção variou de 1 a 50% em Marcellus, enquanto em Barnett atingiu 65% em 1 ano, 90% em 2 anos e 100% em 3 anos (Edwards & Celia, 2018).

A distância de propagação das fraturas geradas por *fracking* é um aspecto relevante não somente para a produção do poço, mas também porque potencialmente essas fraturas podem alcançar e interferir nos aquíferos ou gerar sismicidade induzida. Dados de *fracking* realizados em milhares de poços nos campos de Marcellus, Barnett, Woodford, Eagle Ford e Niobrara (Estados Unidos) indicaram que o alcance máximo ascendente de fraturas hidráulicas é de pouco menos de 600 metros, enquanto que os dados de fraturas hidráulicas de ocorrência natu-

ral, identificadas em linhas sísmicas de bacias na costa oeste africana e na Noruega, mostraram que este alcance pode chegar a pouco mais de 1100 metros, sendo que a probabilidade de uma fratura hidráulica estimulada propagar-se verticalmente por mais de 350 metros é de 1% e para uma fratura hidráulica natural é de 33% (Davies *et al.*; 2012). A partir de dados de monitoramento microssísmico foram estimados alcances horizontais de até 400 m para as fraturas hidráulicas horizontais resultantes de fracking em campo no Marcellus (Ciezobka; 2013), e de até 900 m em Horn River (Edwards & Celia 2018). Entretanto, fraturas hidráulicas naturais podem atingir extensões horizontais quilométricas (Moura; 2020).

Os alcances verticais e horizontais já registrados para fraturas hidráulicas estimuladas e naturais servem como valores de referência para as distâncias a serem mantidas entre a base dos aquíferos e as rochas a serem submetidas ao *fracking*, bem como entre estas últimas e fraturas geológicas. No Canadá, exige-se uma distância mínima de 500 m entre um poço de abastecimento de água para consumo humano ou processamento de alimentos e um poço para óleo e gás, que pode ser aumentada em função de estudos hidrogeológicos específicos (Québec, 2020).

## IDENTIFICAÇÃO DE POSSÍVEIS IMPACTOS NOS RECURSOS HÍDRICOS SUBTERRÂNEOS

O ponto de partida para o reconhecimento de possíveis impactos do *fracking* (e processos associados) é a identificação de *backgrounds* de potenciais contaminantes nas águas subterrâneas e o reconhecimento de passivos ambientais pré-

vios. Para esta finalidade, os poços privados para abastecimento de água devem ser desconsiderados pois apresentam problemas de conservação, de vedação na superfície e de infiltração de águas superficiais (Jackson & Heagle, 2016).

Embora a composição química da água subterrânea seja variável, é possível identificar possíveis contaminantes, sobretudo aqueles decorrentes de operações superficiais e componentes químicos específicos relacionados à exploração de hidrocarbonetos não convencionais (Lefebvre, 2017). Entretanto, para outros componentes, como o metano, a identificação não é simples, pois este é um componente comum de águas subterrâneas (Lefebvre, 2017). Neste caso é necessário identificar a origem do metano, se biogênico (resultante de metanogênese microbiana, a baixas temperaturas e no próprio aquífero), ou termogênico (formado em temperaturas mais elevadas, em grandes profundidades em bacias sedimentares), valendo-se para tanto de dados isotópicos e geoquímicos (Schoell, 1988).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Condições mais seguras nas operações de *fracking*, especialmente nos países que já o praticam em larga escala, foram alcançadas com abordagens multidisciplinares, o avanço de estudos teóricos, comparação com análogos naturais, experimentos de laboratório e o *knowhow* decorrente da própria atividade. Em países onde esta atividade é inexistente ou ainda incipiente é recomendável a adoção inicial de valores conservadores das variáveis envolvidas, de modo a diminuir os riscos ambientais.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Bachu S, Valencia RL, 2014. Well integrity challenges and risk mitigation measures. *The Bridge*, v. 44, p. 28–33.
- Caine JS, Evans JP, Forster CB, 1996. Fault zone architecture and permeability structure. *Geology*, v. 24, p. 1025–1028.
- Cherry J, Ben-Eli M, Bharadwaj L, Chalaturnyk R, Dusseault MB, Goldstein B, Lacoursière J-P, Matthews R, Mayer B, Molson J, Munkittrick K, Oreskes N, Parker B, Young P, 2014. Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada. Ottawa, Council of Canadian Academies, 269 p.
- Ciezobka J, 2013. Marcellus shale gas project. Des Plaines, Gas Technology Institute, Final Report 09122-04.
- Clinedinst WO, 1992. Casing, Tubing, and Line Pipe, in Bradley HB, ed., *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, Society of Petroleum Engineers, p. 2.1--2.74.
- Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoff, S., Newport, L., 2012. Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology*, v. 37, p. 1–6.
- Edwards RWJ & Celia MA, 2018. Shale gas well, hydraulic fracturing, and formation data to support modeling of gas and water flow in shale formations. *Water Resources Research*, v. 54, p. 3196–3206.
- EPA, 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F.
- Heidbach O, Rajabi M, Cui X, Fuchs K, Müller B, Reinecker J, Reiter K, Tingay M, Wenzel F, Xie F, Zoback M-L, Zoback M, 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. *Tectonophysics*, v. 744, p. 484–498.
- Jackson RE, Heagle DJ, 2016. Sampling domestic/farm wells for baseline groundwater quality and fugitive gas. *Hydrogeology Journal*, v. 24, p. 269–272.
- Lefebvre R, 2017. Mechanisms leading to potential impacts of shale gas development on groundwater quality. *WIREsWater*, v. 4, e1188.
- Moura TT, 2020. Caracterização bidimensional de fraturas naturais de tração em bacias sedimentares: algumas implicações para o fraturamento hidráulico estimulado. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 141 p.
- Québec, 2020. Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection. Québec, Légis Québec, Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%2035.2/> (acesso em 12 de setembro de 2020).
- Schoell M, 1988. Multiple origins of methane in the Earth. *Chemical Geology*, v. 71, p. 1–10.
- Zoback MD & Kohli AH, 2019. Unconventional reservoir geomechanics: shale gas, tight oil and induced seismicity. New York, Cambridge University Press, 484 p.

**Rubens Martins Moreira**  
Centro de Desenvolvimento  
da Tecnologia Nuclear - CDTN

**Carlos Alberto de Carvalho Filho**  
Centro de Desenvolvimento  
da Tecnologia Nuclear - CDTN

## 4.5 IMPACTOS AMBIENTAIS, MEDIDAS MITIGATÓRIAS E AVALIAÇÃO PRÉVIA

### 4.5.1 IMPACTOS AMBIENTAIS E SUA AVALIAÇÃO PRÉVIA

Toda atividade industrial em menor ou maior grau causa impacto ao meio ambiente. A atividade de exploração e produção de petróleo não foge à regra. A maior parte dos impactos potenciais associados à exploração e produção de gás não convencional (EPGNC) é comum à do óleo e gás convencional. Porém, a EPGNC pode gerar impactos adicionais, inerentes às características do fraturamento hidráulico: indução de eventos sísmicos, agudização da demanda de água; potencial poluidor da água de retorno (*flowback*) e emissões fugitivas de gases de efeito estufa<sup>52</sup>.

O *fracking* demanda uma injeção de fluidos sob elevada pressão, suficiente para fraturar os reservatórios de baixa permeabilidade. Estes fluidos são constituídos por água, propantes (areia eventualmente revestida de resina para manter as fraturas abertas), biocidas, inibidores de cor-

rosão, surfactantes, ácidos, sais e outras substâncias químicas. Embora várias dessas substâncias sejam não tóxicas, algumas podem ser, como ácidos e compostos orgânicos reativos.

Os produtos químicos também estão presentes nas águas de retorno (as que retornam à superfície logo após a despressurização subsequente ao *fracking*) e nas águas de produção (a que retornam à superfície durante sua fase de produção). Essas águas geralmente contêm gás natural; constituintes do fluido de faturamento, produtos gerados pela decomposição desse fluido e substâncias que podem ser mobilizadas das formações geológicas pela ação disruptiva do *fracking*. Dentre os constituintes das águas de retorno e de produção destacam-se: estrôncio, bário, bromo, sais, hidrocarbonetos e materiais radioativos presentes nas rochas (NORM).

Estes contaminantes podem ser transportados por rotas de migrações artificiais criadas nas etapas de perfuração ou pelo próprio *fracking*. Mas também podem ocorrer rotas naturais propiciadas pelas características geológicas, estruturais e hidrogeológicas do local. A Figura 4.3 ilustra algumas das possíveis rotas de impacto.

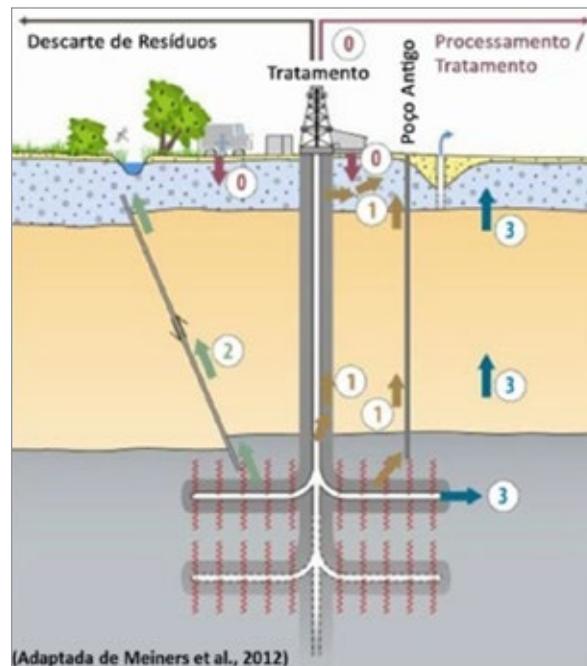
A rota 0 refere-se a descargas na superfície do solo devido a falhas no manuseio dos fluidos do *fracking* (transporte e armazenamento) e da água de retorno (deficiência do descarte). A rota 1 está ligada a descargas ao longo de rotas subterrâneas artificiais devido a poços de produção

52. A produção convencional também pode gerar emissões fugitivas

(falhas na construção-cimentação, nos revestimentos e durante o próprio fraturamento), bem como a poços antigos (revestimentos rompidos). A rota 2 representa estruturas geológicas (e.g.

falhas geológicas), e a rota 3 indica propagação lateral e ascendente de fluidos, sem vias preferenciais, pela simples permeabilidade natural dos estratos geológicos (Meiners et al., 2012).

FIGURA 4.3: ROTAS POSSÍVEIS DE MIGRAÇÃO DE CONTAMINANTES.



Fonte: adaptada de Meiners et al., 2012.

Essas rotas naturais e os receptores potenciais da contaminação devem ser bem caracterizados pelos estudos ambientais que antecedem a operação, e constarem do modelo geológico-hidrogeológico. Estes estudos ou levantamentos ambientais prévios são denominados de *baselines* e são importantes na determinação das condições ambientais da área antes do início do empreendimento. Estudos semelhantes são de longa data exigidos para o licenciamento

de, por exemplo, exploração de recursos e instalações nucleares. Além de serem úteis para a avaliação da qualidade, quantidade e estado do recurso mineral, para a tomada de decisões relacionadas com os projetos dos processos produtivos, os levantamentos de *baseline* oferecerão uma descrição fidedigna do estado prístino do meio ambiente na região que servirá como referência para a avaliação dos futuros impactos. Exemplos relevantes de estudos do tipo base-

line voltados para a EPGNC's são encontrados na América do Norte (Moritz *et al.*, 2015; Humez *et al.*, 2016), Europa (Moe *et al.*, 2016; Bell *et al.*, 2017; Montcoudiol *et al.*, 2019) e Ásia (Li *et al.*, 2020).

O estudo do *baseline* deverá demarcar com precisão as rotas de migração naturais dos contaminantes (por exemplo, salinidade) daquelas causadas pela ação do homem (por exemplo: manejos dos solos). Um trabalho dessa natureza requer a caracterização espacial e temporal da hidrogeologia da área de estudo, o que pode demandar o emprego de traçadores naturais apropriados, geoquímicos e isotópicos.

Evidentemente é imprescindível que o estudo do *baseline* se realize antes do início das atividades de EPGNC. O ideal é que abrange tantos pontos de acesso quanto possível na superfície e em vários níveis na atmosfera e no subsolo, em amostras das mais representativas matrizes. A proximidade dos locais de EPGNC pode ser relativa. Por exemplo, estudos prévios acusaram metano fugitivo a distâncias muito dissimilantes por conta das heterogeneidades dos aquíferos. Assim, na formação Marcellus nos Estados Unidos foi detectado metano fugitivo a distâncias entre 1 a 3 km de poços de abastecimento de água; contudo na Austrália (que possui recomendações oficiais para avaliação de *baselines*!) a indicação é que as coletas se façam entre 10 – 20m do poço de gás planejado. E na invulgar Califórnia, donos de poços de abastecimento podem exigir do Estado testes de qualidade de água antes e após a existência de uma EPGNC a uma distância de suas residências de nada mais, nem nada menos, do que 457m. (McIntosh, *et al.*, 2018)

Atualmente existem muito poucos estudos voltados para a definição das características do *background* de gás natural ou de outros indicadores da qualidade da água em aquíferos ou corpos de água superficiais em áreas propostas para o desenvolvimento de fontes não convencionais de energia. E obviamente essa escassez de informações se estende ao reconhecimento das vias migratórias de gases, salinidade e demais contaminantes, incluindo outras atividades minerárias não relacionadas com a exploração do gás não convencional. Aqui é interessante observar que esse cenário rarefeito de informações abrange as emanações de gás oriundas de processos microbianos metanogênicos naturais em solos ou ativados pela atividade humana, como nos aterros sanitários e plumas subterrâneas de contaminação pelos nitratos oriundos de fertilizantes. Afinal todas essas fontes podem introduzir o gás metano nos aquíferos.

O panorama geral de *baseline*s até pelo menos há pouco tempo pode ser debitado à evolução histórica da exploração do gás não convencional nos Estados Unidos, país pioneiro nessa atividade. Em um processo de rápida apropriação de um recurso natural estratégico, em um cenário político de tensa concorrência com países produtores do gás e óleo convencionais, as preocupações com o meio ambiente foram secundarizadas. Os outros países que em seguida saíram à busca da EPGNC seguiram roteiros semelhantes, ainda que por motivos diversos.

Contudo o destituído estado de coisas das EPGNC's iniciais vem se alterando significativamente, de uma década e pouco para cá. Em boa parte, devido à

pressão da opinião pública, vêm sendo encaminhadas pelas autoridades ambientais nos países centrais todo um arcabouço legal e normativo de ordenação das atividades de *fracking*. Paralelamente, na aca-

demia e instituições de pesquisas foi acionado um intenso processo de P&D que ativou a acumulação de informações e o entendimento fino dos processos açulados pelo *fracking*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bell, R.A., Darling, W.G., Warda, R.S., Basava-Reddi, L., Halwa, L., Manamsa, K., Ó Dochartaigh, B.E. (2017) A baseline survey of dissolved methane in aquifers of Great Britain Science of the Total Environment 601–602 (2017) 1803–1813 <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.05.191>

Humez, P.; Mayer, B.; Nightingale, M.; Ing, J.; Becker, V.; Jones, D.; Lam, V. (2016) An 8-Year Record of Gas Geochemistry and Isotopic Composition of Methane during Baseline Sampling at a Groundwater Observation Well in Alberta (Canada). *Hydrogeol. J.* 2016, 24 (1), 109–122.

Li, Z., Huang, T., Ma, B., Long, Y., Zhang, F., Tian, J., Li, Y., and Pang, Z. (2020). Baseline Groundwater Quality before Shale Gas Development in Xishui, Southwest China: Analyses of Hydrochemistry and Multiple Environmental Isotopes (2H, 18O, 13C, 87Sr/86Sr, 11B, and Noble Gas Isotopes). *Water* 2020, 12, 1741; doi:10.3390/w12061741

McIntosh, J.C., Hendry, M.J., Ballentine, C., Haszeldine, R. S., Mayer, B., Etiope, G., Elsner, M., Darrah, T.H., Prinzhofer, A., Osborn, S., Stalker, L., Kuloyo, O., Lu, Z.-T., Martini, A., and Sherwood Lollar, B. (2019), A Critical Review of the State-of-Art and Emerging Approaches to identify Fracking-Derived Gases and Associated Contaminants in Aquifers, *Environmental Science and Technology*, 53, 1063 – 1077.

Meiners, G., Denneborg, M., Müller, F. (2012), *Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing*, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Umwelt Bundes Amt). Berlin, 35 pp.

Moe, H., Ciurana, O., Barrett, P., Foley, L., Gaston, L., and Olsen, R. (2016) *Environmental Impacts of Unconventional Gas Exploration and Extraction (UGEE) Final Report 1: Baseline Characterisation of Groundwater, Surface Water and Aquatic Ecosystems*. Published by the Environmental Protection Agency, Ireland ISBN: 978-1-84095-692-4 Online version

Montcoudiol, N., Banks, D., Isherwood, C., Gunning, A., Burnside, N. (2019) Baseline groundwater monitoring for shale gas extraction: definition of baseline conditions and recommendations from a real site (Wysin, Northern Poland). *Acta Geophysica* <https://doi.org/10.1007/s11600-019-00254-w>

Moritz, A., Hélie, J., Pinti, D.L., Larocque, M., Barnetche, D., Retailleau, S., Lefebvre, R., and Gélinas, Y. (2015) Methane Baseline Concentrations and Sources in Shallow Aquifers from the Shale Gas-Prone region of the St. Lawrence Lowlands (Quebec, Canada) *Environ. Sci. Technol.*, 49, 4765–4771 DOI: 10.1021/acs.est.5b00443

**Carlos Alberto de Carvalho Filho**  
Centro de Desenvolvimento  
da Tecnologia Nuclear - CDTN

**Rubens Martins Moreira**  
Centro de Desenvolvimento  
da Tecnologia Nuclear - CDTN

#### 4.5.2 IMPACTOS AMBIENTAIS E MEDIDAS MITIGATÓRIAS

Pesquisadores de diferentes nacionalidades, e

áreas do conhecimento, vêm desenvolvendo trabalhos visando identificar os riscos ambientais potenciais advindos da Exploração e Produção de Gás Não Convencional (EPGNC), assim como têm buscado alternativas técnicas para mitigá-los (e.g. Vengosh et al., 2014; AFWE, 2015; Olsen et al., 2016; Sun et al., 2019). Na Tabela 4.1 estão relacionados os principais impactos potenciais decorrentes da exploração e produção convencional (Cv) e não convencional (NCv) de gás, reunidos em temas de relevância ambiental e à saúde da população (baseado em AFWE, 2015).

**Tabela 4.1: Seleção de impactos ambientais potenciais na produção de gás convencional (Cv) e não convencional (NCv).**

| Tema              | Impacto (Em negrito, exclusivos do NCv)  | Cv | NCv |
|-------------------|--|----|-----|
|                   | Vazamento/derramamento de poluentes na superfície do terreno: diesel, fluidos de perfuração etc. resultando em poluição das águas superficiais                           | X  | X   |
|                   | Derrame na superfície de fluidos do fracking e águas residuais, resultando em poluição das águas superficiais  |    | X   |
| Recursos hídricos | Falhas na estrutura do poço, resultando em poluentes liberados do poço para as águas subterrâneas  | X  | X   |
|                   | Introdução de poluentes devido a fraturas induzidas (fracking) ou naturais pré-existentes que atuam como rotas de contaminação dos recursos hídricos subterrâneos        |    | X   |
|                   | Seleção inadequada de produtos químicos (fluidos do fracking) levando a riscos para o meio ambiente  |    | X   |
|                   | Consumo elevado de água pelas atividades de fracking, afetando a disponibilidade e a qualidade dos recursos hídricos: impacto aos sistemas aquáticos e aos usos da água. |    | X   |
| Qualidade do ar   | Risco de inundação devido ao aumento da área impermeável e / ou localização das instalações em áreas de risco de inundação   | X  | X   |
|                   | Emissões para a atmosfera provenientes da construção e perfuração de poços, resultando em impactos locais na qualidade do ar.  | X  | X   |
|                   | Emissões associadas às atividades de fracking, resultando em impactos locais na qualidade do ar: particulados, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , NOx, radônio, etc     |    | X   |

**Tabela 4.1: Seleção de impactos ambientais potenciais na produção de gás convencional (Cv) e não convencional (NCv).**

| Tema                              | Impacto (Em negrito, exclusivos do NCv)  | Cv  | NCv |
|-----------------------------------|--|-----|-----|
| Mudança climática                 | Emissões de gases de efeito estufa (GEE) durante a construção e perfuração de poços.   | X   | X   |
|                                   | Emissões de Gases do Efeito Estufa-GEE (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , etc) associadas ao fracking  |     | X   |
|                                   | Emissões de GEE resultantes da completação do poço   | X   | X   |
|                                   | Emissões fugitivas de GEE  | X   | X   |
|                                   | Emissões de GEE devido a combustão dos hidrocarbonetos extraídos   | X   | X   |
| Saúde Humana                      | Emissões atmosféricas, poeira e ruído associadas às atividades de construção e perfuração, resultando em impactos adversos nos receptores próximos.  | X   | X   |
|                                   | Contaminação dos mananciais de água potável devido às atividades de fracking: substâncias químicas do fluido do fracking, assim como presentes nas rochas: Radionuclídeos (NORM), metais tóxicos etc |     | X   |
|                                   | Riscos associados à saúde e segurança dos trabalhadores no local   | X   | X   |
|                                   | Problemas de perturbação e incômodo de forma geral   | X   | X   |
| Rejeitos                          | Geração de resíduos de construção e perfuração   | X   | X   |
|                                   | Geração de água de retorno (flowbackwater) com concentração de substâncias tóxicas, após atividades de fracking. Inclui os NORMs   |     | X   |
| Patrimônio Cultural               | Perda direta ou dano às características e paisagens do patrimônio cultural devido a construção do poço e da infraestrutura associada   | X   | X   |
|                                   | Efeitos indiretos em ativos do patrimônio cultural como resultado da construção e operação do poço.  | X   | X   |
| Paisagem, uso da terra e geologia | Impactos na paisagem e impactos visuais devido as atividades operacionais  | X   | X   |
|                                   | Utilização de terras para o empreendimento (novos usos): calhas e tubulações, perturbações nas camadas do solo, compactação etc. Impactos na ecologia/meio ambiente/uso e ocupação tradicionais      | X   | X   |
|                                   | Sismicidade induzida pelo fracking e o potencial de impacto à integridade dos poços, criação de "rotas" geológicas para poluentes; possíveis tremores de terras, etc.                                | (*) | X   |

Fonte: Adaptado de AFWE (2015); (\*) Em casos específicos pode ocorrer.

Para fins de exemplificação, apresenta-se a seguir um conjunto de medidas (baseadas em AFWE, 2015; Olsen et al., 2016), que podem ser aplicadas para evitar, minimizar e mitigar impactos da EPGNC no meio ambiente. O cenário é a migração de contaminantes a partir de um poço em produção. Os contaminantes são aqueles geralmente presentes nas lamas, cimentos, águas de produção e de formação: e.g. NORM, substâncias químicas e gás (metano):

1. Realizar estudos de caracterização e monitoramento ambiental (*baseline*) antecedentes à EPGNC, cobrindo (dentre outras) geologia, geo-estrutural, fluxos das águas subterrâneas, qualidade das águas, migração de contaminantes e microsismicidade, de modo a se estabelecer o modelo conceitual da área, sendo este atualizado à medida que novas informações se tornam disponíveis;
2. As licenças devem exigir informações do tipo (dentre outras): relação entre a zona de interesse e quaisquer aquíferos sobrepostos ou adjacentes; métodos de construção do poço; testes de integridade do poço; estabelecer por simulação a direção e sentido esperado para migração dos fluidos; detalhes da composição e demais características dos fluidos a serem injetados (fluidos do *fracking*); dados sobre os usos da água e do descarte de efluentes;
3. Inventariar rotas potenciais de migração ou escape de fluidos (e.g., outros poços e falhas), na esfera de influência da perfuração e do *fracking*, e inserir estes dados no modelo conceitual;
4. O operador deve elaborar um programa de *fracking* e aprová-lo junto ao órgão regulatório;
5. Sempre que possível devem ser usados produtos químicos não perigosos nos fluidos do *fracking*, assim como estes devem ser avaliados pelo órgão regulatório;
6. O regulador deve exigir: a) a previsão da programação do *fracking* para que seja possível prever a extensão do crescimento das fraturas; b) monitoramento e controle microsísmico durante as operações de *fracking* para garantir que as fraturas e/ou os poluentes não se estendam além das formações produtoras de gás e não resultem em eventos sísmicos; c) uma distância mínima entre os eixos do fraturamento hidráulico e os estratos geológicos que contêm aquíferos (e.g. na literatura especializada esta distância varia de 600m a 1.000m, a depender da fonte e do país) e da superfície do terreno (e.g. qualquer atividade mais próxima da profundidade especificada requer permissão especial)
7. Medidas devem ser adotadas para garantir a integridade do poço, como a realização de testes de integridade. Os resultados dos testes devem ser verificados independentemente.

Os recursos hídricos são potencialmente os mais sensíveis aos impactos ambientais decorrentes das atividades de *fracking*. A gestão da água é a questão mais desafiadora na EPGNC, pois o *fracking* exige quantidades significativas de água doce, e gera grandes volumes de rejeitos líquidos contaminados por diversos elementos e compostos potencialmente tóxicos. No contexto da mitigação de impactos ambientais advindos do *fracking*, a pesquisa por alternativas de tratamento das águas residuais tem um lugar estratégico.

De acordo com Sun *et al.* (2019) atualmente duas opções para tratamento de águas residuais geradas pelas atividades do *fracking* são preferidas: 1) descarte por injeção de poço profundo, e; 2) reutilização no local como fluido do *fracking*. Ainda segundo estes autores, quando viável o tratamento parcial com subsequente reutilização continua sendo o método preferido para

o gerenciamento dessas águas residuais. Caso contrário, tecnologias avançadas, como separação por membrana/destilação, osmose direta, compressão de vapor mecânico, eletrocoagulação, oxidação avançada e adsorção-biológica serão os tratamentos necessários para satisfazer os requisitos sustentáveis de reutilização ou descarga superficial.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AFWE - Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure (2015) Shale Gas Study. Final Report, Foreign and Commonwealth Office. United Kingdom

Avner Vengosh,<sup>\*,†</sup> Robert B. Jackson,<sup>†,‡</sup> Nathaniel Warner,<sup>§</sup> Thomas H. Darrah, <sup>\*</sup> <sup>†</sup> and Andrew Kondash<sup>†</sup> (2014) A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 2014, 48, 8334–8348 [dx.doi.org/10.1021/es405118y](https://doi.org/10.1021/es405118y)

Roger Olsen, Dawn Keating, Carlos Claros, Henning Moe and Lorraine Gaston (2016) Unconventional Gas Exploration and Extraction (UGEE) Joint Research Programme Final Report 4: Impacts and Mitigation Measures. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY Ireland

Sun, Y., Wang, D., Tsanga, D.C.W., Wang, L., Okd, Y.S., Feng, Y. (2019). A critical review of risks, characteristics, and treatment strategies for potentially toxic elements in wastewater from shale gas extraction. (*Environment International* 125 (2019) 452–469)

United States Environmental Protection Agency, 2012. Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources Progress Report. Report EPA/601/R-12/011. US EPA, Washington, DC.

**Donato Seiji Abe**  
 AIIEGA - Associação Instituto  
 Internacional de Ecologia  
 Gerenciamento Ambiental

#### 4.5.3 BASELINE DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM ÁREAS DE PRODUÇÃO DE SHALE GAS

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), estima-se que as emissões de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> resultantes das atividades antrópicas tenham causado cerca de 1,0°C de aquecimento global acima dos níveis pré-industriais, e que caso tais atividades continuem a aumentar no ritmo atual, é provável que o aquecimento global atinja 1,5°C entre 2030 e 2052 (IPCC, 2019). Com esse aumento de temperatura global estima-se que haverá aumentos na frequência, na intensidade e na quantidade de chuvas intensas em diversas regiões, e um aumento da intensidade ou frequência de secas em outras regiões, com consequências negativas como enchentes severas em áreas urbanas e falta de água para diversos usos múltiplos, como pecuária, agricultura, hidroeletricidade, navegação interior e abastecimento público.

O Brasil é vulnerável a essas anomalias climáticas, e os estudos existentes sugerem que o mais afetado será o rio São Francisco, onde a redução de chuvas irá resultar em uma dramática diminuição das descargas e, conseqüentemente, impactará fortemente a irrigação e a geração de energia (Marengo et al. 2010). Além disso, o aquecimento global poderá causar instabilidade da camada de

gelo marinho na Antártica e perda irreversível da manta de gelo no Ártico, resultando na extinção de animais nessas regiões e no aumento gradual do nível do mar, o qual atingirá áreas litorâneas em todos os continentes, com impactos negativos tanto para a vida selvagem como para as populações humanas.

Estudos realizados desde 2010 em áreas de produção de *shale gas* evidenciaram que a sua exploração resulta em emissões muito significativas de gases de efeito estufa para a atmosfera, as quais contribuem de forma significativa para o aquecimento global do planeta (Howarth et al.; 2011). Baseado em uma estimativa realizada pela Agência Europeia do Ambiente (AEA, 2012), as emissões de gases de efeito estufa ocorrem durante todo o ciclo de vida da geração de gás não convencional. Durante a fase de preparação da área de exploração de *shale gas* ocorrerão alterações do uso do solo, como supressão da vegetação para abertura de estradas e construção de edificações, poços e outras estruturas. Tais alterações irão resultar na remoção do estoque de carbono préexistente e na eliminação de sua capacidade de remoção de carbono pela fotossíntese. Por outro lado, as maquinarias e veículos utilizados durante a preparação da área de exploração irão gerar CO<sub>2</sub> por queima de combustíveis fósseis, o qual é contabilizado nas emissões líquidas nessa etapa. Durante a fase de perfuração de poços, maquinarias e bombas de alta pressão e de grande porte movidas a óleo diesel serão intensamente empregadas, resultando em emissões significativas de CO<sub>2</sub> para a atmosfera. Durante o processo de fraturamento hidráulico, grande quantidade de veículos será necessária para o transporte de um volume

muito significativo de insumos como água, produtos químicos, areia, entre outros, que irá resultar em queima de combustível fóssil e, consequentemente, na emissão de  $\text{CO}_2$  para a atmosfera. Porém, a fase mais crítica do processo de produção de *shale gas* refere-se ao processo de injeção de fluidos nos poços e posterior afloração dos fluxos para a superfície (*flowback*) para extração de hidrocarbonetos, no qual há uma estimativa de emissão fugitiva de  $\text{CH}_4$  da ordem de 2 a 3% do total da produção (Jenner & Lamadrid, 2013). Por fim, o processo de fraturamento hidráulico resulta em um grande volume de efluentes líquidos que devem passar por tratamento especializado, o qual irá resultar em emissões de gases de efeito estufa relacionados ao transporte desses efluentes para as estações de tratamento e aos gastos energéticos no processo de tratamento. Por outro lado, as emissões de gases de efeito estufa nas fases de pré-operação e operação de exploração correspondem a cerca de 23% do total gerado durante todo o ciclo de vida de *shale gas*, sendo a maior parte (cerca de 77%) emitida na queima de hidrocarbonetos para geração de energia (AEA, 2012).

Baseado em estimativas realizadas por Cremonese *et al.* (2019), as emissões anuais resultantes da exploração de *shale gas* no Reino Unido e na Alemanha podem variar de 150 a 294 kt de  $\text{CH}_4$  e 5,55 a 7,11 Mt de  $\text{CO}_2$ , considerando-se um cenário em que as explorações sejam praticadas de forma não convencional, sem adoção de medidas mitigatórias. Tais emissões somadas correspondem a um aumento de 4 a 8% quando comparadas às emissões por gás convencional por energia gerada. Caso sejam adotados procedimentos para redução das emissões durante a exploração, como uso de

novas tecnologias de contenção de emissões fugitivas de gases e boas práticas, as emissões anuais de  $\text{CH}_4$  podem variar de 28 a 42 kt e de  $\text{CO}_2$  de 3,11 a 3,96 Mt, que correspondem a um aumento de 2 a 3% quando comparadas às emissões geradas por gás convencional (AEA, 2012). Portanto, o processo de exploração de *shale gas* resulta em emissões muito significativas de gases de efeito estufa para a atmosfera, sobretudo nos casos em que medidas mitigatórias dessas emissões não sejam adotadas. As emissões desses gases durante a geração, bem como durante a queima para geração de energia irão se somar às emissões geradas pelas demais atividades geradoras, resultando em um aumento significativo das concentrações na atmosfera e, consequentemente, no aumento do aquecimento global. Análises recentes concluem que a produção de *shale gas* na América do Norte contribuiu com mais da metade de todo o aumento das emissões por combustíveis fósseis globalmente e com cerca de um terço do total do aumento das emissões de todas as fontes globalmente na última década (Howarth, 2019).

Neste sentido, o monitoramento das emissões de gases de efeito estufa e o entendimento dos processos envolvidos durante todo o ciclo de vida da exploração de *shale gas* tornam-se fundamentais caso o Brasil venha a adotar esse energético, visando a mitigação das emissões baseada em boas práticas e novas tecnologias e, em última instância, a redução do aquecimento global e de suas consequências negativas ambientais.

O monitoramento de gases de efeito estufa deve considerar a fase pré-operacional do empreendimento, de forma a quantificar as emissões pré-

ritas existentes no sítio. As emissões pretéritas de gases de efeito estufa são importantes para avaliar o grau de aumento de emissão durante e após a implantação do sistema de produção de *shale gas*, ou seja, uma base de referência (*baseline*) de emissão na área em questão e em um determinado período que seja estatisticamente representativo para as características atmosféricas da região, as quais são influenciadas pelas condições ambientais do entorno, tais como formações geológicas, cobertura vegetal, existência de corpos hídricos, atividades antrópicas, entre outros. Além disso, a

diferença entre as emissões na fase operacional e as emissões na fase pré-operacional fornecem o valor das emissões líquidas da área de geração de shales, o qual é contabilizado nos inventários de gases de efeito estufa para o mapeamento das fontes pelos órgãos reguladores<sup>53</sup>.

Qualquer que seja o método, as estimativas de emissão de gases de efeito estufa nas fases pré-operacional e operacional devem ser, portanto, consideradas durante o planejamento da implantação do empreendimento.

53. As medições comumente utilizadas para monitorar gases de efeito estufa envolvem várias metodologias, tais como uso de equações matemáticas de fluxos de gases em gradientes, uso de sensoriamento remoto por satélites, por aviões, por drones, torres estáticas com sensores contínuos por covariância da velocidade e das taxas de mistura verticais dos gases em superfícies estáticas, câmaras de difusão entre outras. Cada método possui vantagens e desvantagens. O método baseado em equações matemáticas está baseado na lei de Henry, também denominado de método de equação de camada limite fina ou superficial (TBL) ou fluxo gradiente (FG), na qual é feita uma rápida estimativa do fluxo de um determinado gás segundo sua concentração sobre uma superfície e a camada imediatamente abaixo dele. Porém, o coeficiente de difusão é empírico e característico de condições ambientais específicas encontradas nos locais de amostragem (Santos, 2006); nesse método a frequência de amostragem é fundamental para a precisão dos resultados, visto que os fatores variam conforme mudam as condições ambientais. O método por sensoriamento remoto tem a vantagem de cobrir uma área extensa e de forma integrada, porém, sujeita a inúmeras interferências atmosféricas, tais como presença de nuvens, humidade, partículas suspensas, entre outras, as quais podem resultar em imprecisão nas medições. Já o uso de covariância da velocidade de misturas verticais em torres micrometeorológicas, na qual são instalados diversos sensores como anemômetro sônico, pluviômetro, radiômetro, sensor de humidade, termopares para temperatura do ar, bem como sensores a laser e infravermelho para medições contínuas de  $\text{CH}_4$  e  $\text{CO}_2$  para possam se obter fluxos desses gases. Tem a vantagem de quantificar fluxos médios contínuos de gases de efeito estufa em uma área de várias centenas de metros quadrados, porém, com a desvantagem de ser estático para uma área definida extensa, difícil de ser transportado e com custo considerável, sendo impossibilitada, por exemplo, para realizações de medições para ecossistemas particulares e determinações de variações espaciais sobre uma escala muito pequena (Santos, 2006). As câmaras de difusão, que são dispositivos mantidos na superfície do solo ou na superfície de um corpo hídrico usados para quantificar as taxas de emissão dos gases nas interfaces solo-ar e água-ar, respectivamente, são vantajosas por serem de pequeno porte (0,3 a 1 m de diâmetro), podendo ser transportadas facilmente de um sítio para outro, cuja emissão é quantificada por sensores eletrônicos de gases ou por tomada de amostras discretas contidas nas câmaras com seringas e posteriormente quantificadas por cromatografia gasosa. Devido à versatilidade e baixo custo, é o método mais utilizado. Porém, no caso do uso de tomada de amostras discretas para quantificação por cromatografia para medição de gases, tem-se a desvantagem de realizar medições pontuais e em espaços curtos de tempo, podendo ocasionar erros durante a extrapolação das medições para um horizonte maior de tempo. Por outro lado, as câmaras podem ser acopladas a sensores eletrônicos de medição contínua de gases por um período mais longo (medidas nictemerais), possibilitando um aumento na precisão das estimativas de emissão. Analisadores eletrônicos que realizam medidas diretas e simultâneas de  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$  no campo baseados em espectroscopia infravermelha por transformada de Fourier (FTIR) têm sido utilizados para quantificação das emissões desses gases. Porém, tais equipamentos são demasiadamente caros, chegando a algumas centenas de milhares de reais, considerando tributos e encargos burocráticos de importação. Paralelamente, no mercado da eletrônica, novas soluções tecnológicas vêm surgindo com mais frequência, as quais possibilitam a aplicação em sistemas de monitoramento remoto atingindo diferentes faixas de custo. Nesta linha de mercado eletrônico, a plataforma Arduino de prototipagem eletrônica de hardware livre representa hoje um grande potencial para o desenvolvimento de novos produtos com baixo custo e bom desempenho. Com esses dispositivos sendo amplamente disponíveis para a sociedade e com protocolos simples e precisos de calibração e medição sem a necessidade de suporte de laboratórios avançados de pesquisa, poderá haver um grande aumento na frequência de monitoramento das emissões de gases de efeito estufa em toda a parte do mundo, incluindo em países em desenvolvimento (Bastviken et al.; 2020).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AEA. Climate impact of potential shale gas production in the EU. [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eccp/docs/120815\\_final\\_report\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf). 2012.

Bastviken, D.; Nygren, J.; Schenk, J.; Massana, R.P.; Duc, N.T. Technical note: Facilitating the use of low-cost methane (CH<sub>4</sub>) sensors in flux chambers – calibration, data processing, and an open-source make-it-yourself logger. *Biogeosciences*, 17, 3659–3667, 2020.

Cremonese, L.; Weger, L.; Van Der Gon, H. D.; Bertels, M.; Butler, T. Emission scenarios of a potential shale gas industry in Germany and the United Kingdom. *Elementa Science of Anthropocene*, v.7(18), p.1-26, 2019.

Howarth, R. Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*, v.16, p.3033-3046, 2019.

Howarth, R.; Santoro, R.; Ingraffea, A. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations *Climatic Change*, Vol. 106, No. 4. Springer, pp. 679-690, 2011.

IPCC. Aquecimento Global de 1,5oC - Relatório especial do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) sobre os impactos do aquecimento global de 1,5°C acima dos níveis pré-industriais e respectivas trajetórias de emissão de gases de efeito estufa, no contexto do fortalecimento da resposta global à ameaça da mudança do clima, do desenvolvimento sustentável e dos esforços para erradicar a pobreza. Painel Intergovernamental Sobre Mudanças Climáticas Versão em português publicada pelo MCTIC em julho de 2019, Brasil. 2019, 27p.

Jenner, S., Lamadrid, A.J. Shale gas vs. coal: policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States. *Energy Policy* 53, 2013, 442–453. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11>.

Marengo, J. A.; Tomasella, J.; Nobre, C. A. Mudanças climáticas e recursos hídricos. In: C. E. M. Bicudo, J. G. Tundisi & M. C. B. Scheuenstuhl (eds.). *Águas do Brasil - Análises Estratégicas*. Instituto de Botânica e Academia Brasileira de Ciências, São Paulo, pp.201-215, 2010.

Santos, E.O. Contabilização das emissões líquidas de gases de efeito estufa de hidrelétricas: uma análise comparativa entre ambientes naturais e reservatórios hidrelétricos. Tese de Doutorado, Programa de Planejamento Energético, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 165p., 2006.

**Vinícius Gonçalves Ferreira**  
INCT Acqua/UFMG

**Jussara da Silva Diniz Lima**  
INCT Acqua/UFMG

**Gustavo Filemon Costa Lima**  
CDTN

**Joyce Castro Menezes Duarte**  
CDTN

#### 4.6 CONSIDERAÇÕES SOCIOAMBIENTAIS SOBRE AS MÍDIAS NO-FRACKING E PRÓ-FRACKING

O debate em torno da exploração do óleo e gás não convencional permeia aspectos positivos como geração de empregos e desenvolvimento econômico, mas também pontos negativos como os impactos sociais e ambientais relacionados ao uso do *fracking*. Os efeitos desta técnica são amplamente abordados no âmbito tecnológico e acadêmico, contudo, a mesma temática em um contexto midiático envolve outras variáveis que condicionam a sua retórica, isto é, envolvem também interesses e fatores políticos e econômicos capazes de enviesar o discurso que chega até a sociedade (PROFIROIU *et al.*, 2015). Assim, delineiam-se, em meio a um contexto polêmico, dois movimentos contrapostos: o *no-fracking*, composto majoritariamente por ambientalistas e entidades sociais, e o *pro-fracking* relativo às entidades que se interessam em fortalecer a prática do fraturamento hidráulico pelo mundo.

Atualmente, há uma polêmica quanto ao uso do *fracking* que se manifesta no mundo inteiro atra-

vés das mídias favoráveis ou contrárias. A discussão gera argumentos distorcidos por ambos os lados, que requerem uma análise crítica, capaz de apontar as falácias de cada discurso e gerar um debate sensato a respeito da forma como o *fracking* deve ser conduzido na esfera mundial.

Os movimentos *no-fracking* comumente usam argumentos relacionados aos potenciais impactos ambientais e socioambientais como contaminação dos recursos hídricos, piora na qualidade de vida das comunidades envolvidas, e a indução de sismos. Apesar das pautas levantadas, em certos momentos suas argumentações acabam se distanciando ou mesmo sendo desatualizadas com o tempo, quando confrontadas com os dados científicos e as evoluções tecnológicas. A insistência nos discursos sem levar em conta os avanços tecnológicos, que são de grande valia nas minimizações dos impactos, acaba por tornar alguns argumentos do *no-fracking* voltados ao viés ideológico, por vezes sensacionalistas ou exagerados sobre o tema. Não se pode olvidar que os movimentos *no-fracking* têm significativa importância, pois provocou uma construção de debates conscientes sobre a prática do *fracking*, trazendo à tona a necessidade de uma regulação ambiental efetiva e uma transparência da técnica.

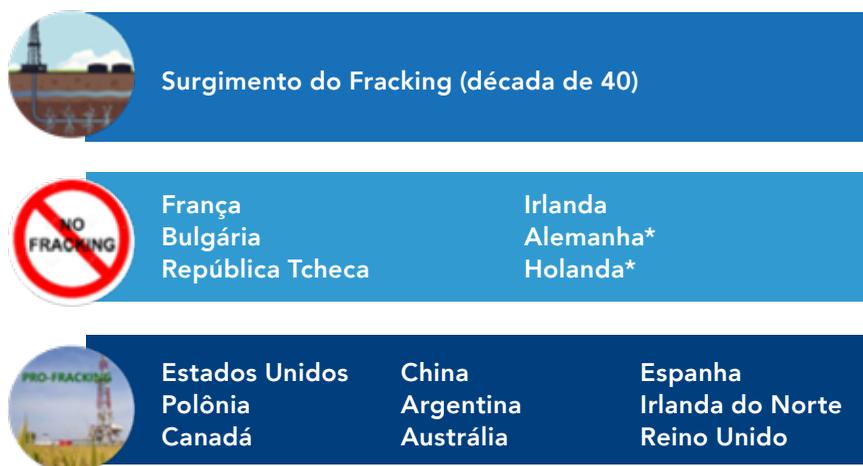
Os movimentos *pro-fracking* emergiram para contrapor as problematizações apontadas pelo *no-fracking*. As contestações das mídias que sugerem implantação do *fracking* abordam fatores de minimização de impactos, desenvolvimento socioeconômico, geração de empregos, aumento do investimento estrangeiro, e colocam

o gás natural como um combustível de transição energética, visto que ele gera menores emissões de CO<sub>2</sub>. No geral, o *pro-fracking* aborda discursos de que não há empreendimento humano sem algum risco e que empresas que praticam o fracking têm minimizados seus impactos ambientais. Além disso, justificam o uso desta técnica como útil na exploração de reservas de hidrocarbonetos antes inatingíveis, aumentando o potencial energético em regiões por todo mundo. Portanto, fazendo uma análise crítica deste tipo de mídia, vale ressaltar que a maior amplitude dos seus argumentos se baseia em destacar os

pontos positivos economicamente, entretanto é preciso atentar às clarezas, transparências e a viabilidade com que retratam os riscos e impactos socioambientais inerentes a essa prática.

Os movimentos no e *pro-fracking* distribuídos ao redor do mundo dividem-se de acordo com as opiniões socioeconômicas e socioambientais de cada país/região, podendo trazer divisões internas que fazem do tema *fracking* um discurso pulverizado. O fluxograma da Figura 4.4 apresenta alguns países relevantes no uso do fracking na produção de óleo e gás não convencional.

FIGURA 4.4: FLUXOGRAMA EXEMPLIFICANDO O POSICIONAMENTO DE ALGUNS PAÍSES DIANTE DAS PRÁTICAS RETRATADAS NAS MÍDIAS PELO *FRACKING*<sup>54</sup>.



(\*) Países que optaram por instaurar uma moratória sobre o uso do fracking.

54. Apesar de o fraturamento hidráulico vir sendo utilizado pela indústria de O&G desde a década de 50, o "*fracking*", no formato de fraturamento hidráulico de grande volume (HVHF) é muito mais recente. A técnica ganhou força nos Estados Unidos, em torno de 2005.

Os dois movimentos desempenham um papel que ultrapassa as fronteiras de cada país, visto que mesmo nos países ditos *no-fracking*, há entre eles os que instauraram a moratória quanto ao uso da técnica e outros que optaram por bani-la completamente. Enquanto isso, grande parte dos países que já se posicionam como *pro-fracking*, regiões internas não compactuam com a prática, prova disso é os Estados Unidos que mesmo sendo visto como o maior propagador da viabilidade do fracking no mundo, internamente possuem estados como Nova Iorque e Oklahoma que proibiram oficialmente a sua utilização.

Com a chegada do debate sobre o fracking no contexto brasileiro, os esforços de pesquisa e desenvolvimento ganharam força, concomitantemente as mídias *no-fracking* e *pro-fracking*, outrora incipientes, que passaram a emergir como entidades relevantes para discussão da técnica. A experiência internacional pode ser de grande valia para a estruturação do debate sobre o fracking no Brasil, cabe, portanto, uma avaliação crítica sobre como as entidades *pro-fracking* e *no-fracking* vão se desenvolver no contexto nacional, para que assim se concilie a retórica da mídia com os estudos científicos e não com um discurso enviesado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

PROFIROIU, C. M.; GASPARINI, P.; IVAN, V. Uncertainty in the Shale Gas Debate: Views from the Science - Policymaking Interface. *Transylvanian Review of Administrative Sciences*, n. 46, p. 144–161, 2015.

VIANA, A.A.S.; ANDRADE, D.V. Pastor. Aspectos Regulatórios e Ambientais Acerca do Fraturamento Hidráulico: Um Comparativo entre o Brasil e o Mundo. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ, 2019.

## Donato Seiji Abe

AIIEGA – Associação Instituto Internacional de Ecologia e Gerenciamento Ambiental

### 4.7 GESTÃO E GOVERNANÇA DE RECURSOS HÍDRICOS RELACIONADOS À EXPLORAÇÃO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL

O interesse pela exploração de gás não convencional, particularmente de *shale gas* extraído por faturamento hidráulico combinado com perfuração horizontal nas formações de folhelho tem se expandido progressivamente em todo o mundo, sobretudo após os Estados Unidos dominarem essa técnica e se tornarem um grande produtor desse recurso no mundo. Estima-se que os depósitos potenciais de *shale gas* no mundo adicionam 47% dos recursos globais de gás natural tecnicamente recuperáveis (WRI, 2014), e cujas reservas possivelmente ocorrem em praticamente todos os continentes, incluindo no território brasileiro. Países como Argentina, Reino Unido, México e China já exploram comercialmente suas reservas de *shale gas*, sendo que outros países ainda aguardam a viabilidade de exploração considerando a relação custo-benefício. Além disso, o *shale gas* é considerado por alguns como um energético mais sustentável de energia e geologicamente mais bem distribuído e mais abundante quando comparado, por exemplo, ao carvão mineral (MIT, 2011). Porém, apesar dos avanços tecnológicos e de gerenciamento nas atividades envolvidas, outros enxergam a exploração de *shale gas* com grande preocupação devido à sua potencialidade em causar impactos ambien-

tais em razão das incertezas e aos riscos envolvidos, particularmente aos recursos hídricos, uma vez que a extração requer um grande volume de água necessário na técnica de fraturamento, além da geração de uma grande quantidade de efluentes líquidos que devem ser tratados, reutilizados e devidamente acondicionados. Neste sentido, o presente capítulo irá abordar os aspectos relacionados à governança da água envolvida na exploração de *shale gas*, informações essas baseadas sobretudo nos dados existentes de sítios de exploração dos Estados Unidos, mas que poderão ser aplicadas no Brasil caso o país venha futuramente explorar esse recurso.

### USO DA ÁGUA

A técnica para extração de *shale gas* dos depósitos subterrâneos envolve a utilização de um grande volume de água que, dependendo de fatores como geologia, profundidade e distância lateral do depósito alvo, varia, em geral, entre 10 mil a 30 mil m<sup>3</sup> de água por poço em áreas de exploração nos Estados Unidos (Raham&Riha, 2019). Em poços localizados em Neuquén, na Argentina, o volume médio de água necessário é ainda superior, variando entre 30 mil a 70 mil m<sup>3</sup> por poço, sendo que até 2017 cerca de 400 poços estavam sendo explorados (Dufilho, 2020). Tais volumes são geralmente captados de recursos hídricos existentes no entorno, sejam superficiais ou subterrâneos, ou mesmo de companhias públicas ou privadas de abastecimento. Portanto, dependendo da quantidade de poços em atividade simultânea na área de exploração, o volume necessário de água pode se tornar muito signifi-

cativo, resultando em conflitos com outros usos, como abastecimento urbano, agricultura e indústria. Tais conflitos se tornam mais críticos em áreas susceptíveis a períodos de seca e de estresse hídrico frequente. Baseado no relatório emitido pelo Instituto Mundial de Recursos, a maior parte dos depósitos mais importantes de *shale gas* no mundo situa-se em áreas com reduzida abundância de água (WRI, 2104). O mesmo se aplica ao território brasileiro que, com exceção dos depósitos localizados nas bacias do Amazonas e do Paraná, grande parte está localizada em regiões com elevado estresse hídrico. Em algumas áreas de exploração dos Estados Unidos, tais deficiências hídricas têm sido contornadas com o avanço de novas tecnologias para o reuso da água aplicada ao faturamento hidráulico com eficiência satisfatória na extração de hidrocarbonetos, bem como a utilização de águas de qualidade inferior impossibilitadas de serem utilizadas para outros usos mais nobres, como abastecimento público e irrigação (Raham&Riha, 2019).

Neste sentido, o monitoramento e a coordenação das captações de água de forma sustentável tornam-se fundamentais para o sucesso e a aceitação da exploração de *shale gas*. Captações sustentáveis incluem boas práticas, tais como baixas taxas de bombeamento de água, porém, contínuo, volumes captados em consonância com a sazonalidade regional em função da disponibilidade hídrica, entre outros. No caso do sistema hídrico brasileiro, a coordenação do uso da água poderá ser incorporada no marco regulatório do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, cujos comitês de bacias definem prio-

ridades para o uso da água e os valores a serem pagos pelos usuários. Em algumas bacias hidrográficas do Brasil, como a do rio São Francisco, além dos termos de alocação de água, em função da estiagem prolongada e dos baixos níveis dos reservatórios, a Agência Nacional de Águas e os órgãos gestores estaduais estabeleceram regras de restrição de uso da água com o objetivo de preservar e prolongar a disponibilidade hídrica, garantindo o atendimento aos usos prioritários como o consumo humano e a dessedentação animal (ANA, 2019). Portanto, no processo de planejamento de implantação de sítios de exploração de *shale gas*, será fundamental considerar que o uso da água necessário para aplicação das técnicas de faturamento hidráulico deverá seguir obrigatoriamente o marco regulatório do uso da água, e cuja disponibilidade poderá ser um fator de limitação da exploração.

## IMPACTOS GERADOS PELA IMPLANTAÇÃO E PRODUÇÃO AOS RECURSOS HÍDRICOS

Uma das fases mais críticas da exploração de *shale gas* refere-se ao gerenciamento dos efluentes gerados ao longo do processo. O fluido de retorno dos poços após faturamento hidráulico é, em geral, composto por concentrações elevadas de íons como cloreto, brometo, cálcio, bário, estrôncio, rádio, ferro, entre outros, os quais tendem a apresentar concentrações progressivamente mais elevadas após o primeiro faturamento. Grandes volumes de fluido de retorno são gerados por poços, os quais variam de acordo com as propriedades geológicas da for-

mação e das características dos poços. Nas áreas de exploração de Marcellus, nos Estados Unidos, por exemplo, foram gerados 5 milhões de metros cúbicos de fluido de retorno entre os anos de 2010 e 2011 (Lutz et al., 2013; Yoxtheimer&Riha, 2013). Devido ao grande volume de efluentes gerado e com elevadas concentrações de contaminantes, o processo de tratamento e destinação apresenta elevado risco à saúde humana e ao meio ambiente. Mesmo após o tratamento, a descarga de efluentes em águas superficiais é motivo de grande preocupação, visto que muitos compostos, como por exemplo, os haletos, não são totalmente removidos do efluente em estações de tratamento convencionais e poderão continuar presentes em elevadas concentrações e comprometer a qualidade para outros usos, como abastecimento público, pesca e irrigação.

Outros impactos gerados pela exploração de *shale gas* estão relacionados aos derramamentos de efluentes brutos e aos processos de erosão do solo. Os derramamentos ocorrem geralmente de forma acidental, seja por vazamento dos poços ou durante o transporte dos efluentes para as estações de tratamento, mas também por mau gerenciamento e mau planejamento, ou mesmo por descargas ilícitas em cursos de água. Já os processos de erosão estão relacionados à alteração da área de cobertura vegetal original para preparação do sítio de exploração, como construção de vias e estruturas como poços, prédios, entre outros. A modificação da cobertura original resulta na alteração dos padrões hidrológicos de drenagem e intensificação do processo de erosão do solo, principalmente durante a ocorrência

de tormentas. Tanto o derramamento de efluentes brutos como o processo de erosão na área de exploração irão resultar em impactos aos recursos hídricos, principalmente às águas superficiais. Mesmo que tais impactos causados por atividades individuais possam ser reduzidos e não detectáveis, eles podem se tornar cumulativos e causar danos significativos aos recursos hídricos. Em monitoramentos realizados em cursos de água localizados no entorno de áreas de exploração de Marcellus, por exemplo, foram detectados valores progressivamente maiores ao longo do tempo de sólidos totais dissolvidos e de sólidos suspensos totais, atribuídos aos derramamentos de efluentes e ao processo de erosão, respectivamente (Considine et al., 2012; Olmstead et al., 2013).

Neste sentido, para que os impactos acima citados sejam controlados e mitigados, a fiscalização e a regulamentação para o gerenciamento dos riscos aos recursos hídricos tornam-se fundamentais para o desenvolvimento do processo de exploração de shales no país. A fiscalização torna-se importante para assegurar que a água esteja sendo captada com segurança, que os efluentes e materiais perigosos estejam sendo gerenciados efetivamente, e que os poços e suas vedações estejam sendo construídos adequadamente. Tais procedimentos devem ser baseados em sistemas robustos de monitoramento e de aplicação de boas práticas em todas as fases do empreendimento, e ter o conhecimento de que os riscos e impactos relacionados à exploração de *shale gas* evoluem e alteram ao longo do tempo, fatores esses que dificultam a previsão dos riscos e impactos futuros.

O gerenciamento de riscos dos recursos hídricos por agências governamentais em todos os níveis evoluiu de fato ao longo do tempo nos Estados Unidos. Porém, muitos ainda acreditam que a evolução não foi satisfatória devido à não obtenção de consenso público e político sobre o assunto tão polêmico que resultou em forte polarização até o momento. A diminuição progressiva desse impasse exigirá esforços gerenciais para estabelecimento de consenso entre os atores envolvidos

sobre os riscos existentes baseados na solidificação de suporte para pesquisa científica, avaliação e planejamento, desenvolver aspectos de governança antes do início das atividades e diminuir a resistência à formulação de políticas adaptativas que procurem combinar ciência de ponta com aspectos econômicos regionais e sociais. Para que no Brasil se obtenha consenso e êxito para exploração de *shale gas* em seu território, todos esses aspectos deverão ser considerados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

ANA. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2019: Informe Anual. Agência Nacional de Águas, 2019, 100p.

Duflho, A. C. Impactos associados à exploração do gás não convencional em Neuquen – Argentina. Mesa Redonda da Rede Gasbrás, 2020. Acessível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=yKGsU2Jk-GCI>>. Acessado em 13/09/2020.

Lutz, B. D.; Lewis, A. N.; Doyle, M. W. Generation, transport, and disposal of wastewater associated with Marcellus Shale gas development. *Water Resources Research*, 2013, 49, 647-656.

MIT. The Future of Natural Gas, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, 2011.

Olmstead, S. M.; Muehlenbachs, L. A.; Shih, J. S.; Chu, Z.; Krupnick, A. J. Shale Gas Development Impacts on Surface Water Quality in Pennsylvania. *Proceedings of National Academy of Sciences U. S. A.*, 2013, 110(13), 4962–4967

Rahm, B. G.; Bates, J. T.; Bertoia, L. R.; Galford, A. E.; Yoxheimer, D. A.; Riha, S. J. Wastewater Management and Marcellus Shale Gas Development: Trends, Drivers, and Planning Implications. *Journal of Environmental Management*, 2013, 120, 105–113.

Rahm, B. G.; Riha, R. J. Evolving shale gas management: water resource risks, impacts, and lessons learned. *Environmental Science – Processes and Impacts*, 2019, v. 16, 1400-1412.

T. Considine, R. Watson, N. Considine and J. Martin, Environmental Impacts during Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies, Shale Resources and Society Institute Report 2012-1, State University of New York, Buffalo, 2012.

WRI. Global Shale Gas Development – Water Availability and Business Risks. World Research Institute, Washington DC, 2014, 80p.

**Ana Cecília Dufilho**

**Carlos Somaruga**

UNCo - Universidad Nacional  
delComahue

#### 4.8 ESTUDOS DE CASO EM *VACA MUERTA - ARGENTINA*

##### 4.8.1 CONTROLE AMBIENTAL NA EXPLORAÇÃO E EXPLOTAÇÃO DE ÓLEO E GÁS NÃO-CONVENCIONAL NA BACIA DE NEUQUEN

FIGURA 4.5: MAPA DO RESERVATÓRIO DE  
*VACA MUERTA*



Vaca Muerta situa-se na Bacia Neuquina da Patagônia Argentina, cobrindo uma área de cerca 30.000 km<sup>2</sup>. A região tem clima árido com precipitações médias anuais inferiores a 200 mm, vegetação de montanha e um relevo de serras e mesetas. Em virtude das condições de aridez, os ecossistemas são frágeis e, portanto, os impactos persistem longo tempo e às vezes são irreversíveis. É uma área onde desde 1918 se realiza a extração, por métodos convencionais, de hidrocarbonetos, atualmente ali existindo cerca de 23.000 poços.

A partir de 2011 aumentou a atividade de exploração e exploração não convencional na formação sedimentar de margas betuminosas, ou xistos, ou *shale* da formação Vaca Muerta.

Existe um conjunto de regulamentações ambientais aplicadas a partir de 1990 e que estão em permanente revisão e atualização. Em 2008 a Lei 2600 institui que as empresas devem obter o Certificado de Aptidão Ambiental da Atividade Hidrocarbonífera. Para tanto devem realizar um Relatório de Monitoração Ambiental Anual e apresentar em caráter de declaração juramentada um Plano de Gestão Ambiental Anual e um Estudo Ambiental de Base da Área de Concessão. São realizados Estudos de Impacto Ambiental, Auditorias Ambientais e Planos de Contingências. Os Estudos Ambientais de Base incluem todos os aspectos físicos, biológicos e socioeconômicos da Área de Concessão juntamente com a avaliação da erosão hídrica e eólica dos solos, risco aluvial, vulnerabilidade de aquíferos, sensibilidade ambiental e plano de monitoração mitigação e contingências.

A normativa com relação à gestão de resíduos inclui a especificação de resíduos especiais, definição de limites de descargas em corpos hídricos e na atmosfera, categorias de resíduos submetidos a controle, tratamento *in situ* e *ex situ*, entre outros. A gestão do *flowback* estabelece a proibição de descargas superficiais e a disposição final em poços sumidouros ao mesmo tempo que fomenta alternativas de reutilização.

O consumo de água no fraturamento hidráulico está em torno a 1000 a 1500 m<sup>3</sup> por fraturamento e entre 50.000 a 80.000 m<sup>3</sup> por poço. O abastecimento é obtido de rios quando as distâncias o permitem e sua vazão não deve superar 50% da vazão afluente. Para a exploração dos aquíferos presentes nas rochas sedimentares do Grupo Neuquén e Formação Rayoso, a água não deve ser apta para consumo humano nem para irrigação sem tratamento prévio, segundo os valores limites estabelecidos no Código Alimentar Nacional. A empresa deve solicitar uma permissão de utilização da água subterrânea baseada na determinação dos parâmetros hidráulicos do aquífero mediante ensaios de bombeamento, estimativa de reservas e qualidade da água. A exploração se realiza abaixo dos primeiros 100 m de areias saturadas independentemente da qualidade da água.

Atualmente pode-se assinalar que os principais controles ambientais estão enfocados no controle de derrames através de estudos de risco hídrico e controle de derrames na superfície e no subsolo.

Na superfície, além dos estudos de impacto ambiental mencionados, são realizados estudos

de risco hídrico cujo objetivo é determinar o que possa afetar as instalações e dutos. Realiza-se uma modelagem hidrológica da bacia para um período de recorrência de 100 anos e em seguida a modelagem hidráulica para determinar as velocidades e a erosão nos leitos. Com estas informações são projetadas as obras que permitem controlar a erosão e inundação de instalações com medidas de proteção e mitigação.

No subsolo o principal objetivo é a proteção dos aquíferos situados sobre a formação Vaca Muerta e também sobre as formações geológicas empregadas como poços sumidouros ou de descarte. Estão sendo realizado os estudos para determinar intervalos de confiança regionais mediante registros eléctricos de poços. Paralelamente foi iniciado o estudo dos aquíferos presentes em cada Área de Concessão, que permitem estabelecer uma rede de monitoração dos níveis potenciométricos e a qualidade da água para toda a bacia hidrocarbonífera.

Com relação aos poços sumidouros ou de descarte onde são vertidos o *flowback* da atividade, a estimativa da profundidade de injeção é realizada segundo as características geológicas e as características do fluido a injetar, sendo o controle efetuado mediante um poço monitor situado dentro do raio invadido pelo fluido injetado e que alcance a base dos aquíferos de águas doces. A amostragem no poço monitor varia de mensal a trimestral e verifica a ausência de mistura mediante análises hidroquímicas e traçadores, com base no conhecimento hidrogeológico do sítio.

**Carlos Somaruga**

UNCo - Universidad Nacional delComahue

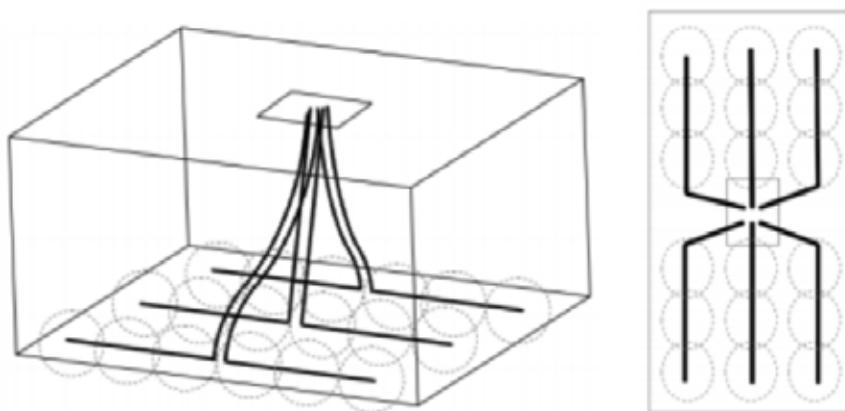
#### 4.8.2 EFICIÊNCIA E OTIMIZAÇÃO DE PROCESSOS DE EXPLOTAÇÃO DE GÁS NÃO-CONVENCIONAL – USO DE TRAÇADORES

A formação Vaca Muerta na Argentina constitui o segundo recurso não convencional de gás e o quarto recurso não convencional de petróleo do mundo. Atualmente representa somente 21% da produção de petróleo e 43% do gás produzido no país. Estas porcentagens estão aumentando, diferenciando-se gradualmente da produção convencional. Entre os objetivos da política energética local, não apenas espera-se compensar o declínio da produção convencional como tam-

bém incrementar os saldos exportáveis de gás e petróleo, contribuindo com maiores aportes não convencionais.

Todas as expectativas sobre a produção não convencional preveem aperfeiçoamentos nos métodos de produção para que se tornem técnica e economicamente cada vez mais eficientes, assim como preservadoras do meio ambiente. Neste sentido há uma clara evolução e uma aprendizagem desde as primeiras explorações não convencionais realizadas há uma década. Por exemplo, hoje existe um consenso quanto aos benefícios da perfuração de poços horizontais a partir de uma mesma localização, com trechos horizontais cobrindo uma área retangular (PAD) e estimulados mediante uma importante quantidade de fraturas hidráulicas.

FIGURA 4.6: VISÃO ESQUEMÁTICA DE UM PAD COM 6 POÇOS HORIZONTAIS. TODOS PARTEM DA MESMA LOCALIZAÇÃO NA SUPERFÍCIE E O PAC CORRESPONDE À ÁREA TOTAL EXPLOTADA, SITUADA NO SUBSOLO



Fonte: Aliaga et al.(2014).

Não obstante, ainda persistem dúvidas como:

- O comprimento dos trechos horizontais dos poços.
- O distanciamento entre trechos horizontais contíguos.
- A sequência operacional de realização das etapas de fratura (*Stimulation Sequence*).
- O volume de reservatório estimulado pela etapa de fratura (SRV).
- A geometria das fraturas geradas.
- O desenho para a completação (por exemplo: *geometric vs geologic completion*).
- A utilização de diferentes fluidos de fratura, propanes, aditivos, etc.

Com a utilização de traçadores tornou-se possível reconhecer e avaliar o impacto dos itens acima sobre a produtividade, especialmente durante a primeira fase da produção dos poços. Os traçadores são moléculas especiais adicionadas aos fluidos de fratura durante a fase de fraturamento hidráulico, a partir do início e durante todo o processo de desenvolvimento das fraturas. Existe um amplo cardápio de traçadores, que inclui tanto espécies hidrofílicas como lipofílicas ou gasfílicas. Desse modo, uma vez que os poços comecem a produzir torna-se possível identificar a origem de cada um dos fluidos que chegam à superfície, mediante a amostragem na boca do poço seguida da quantificação das concentrações dos traçadores em cada fase. São assim registrados para cada traçador, que constituem uma medida do aporte dos fluidos em cada etapa de fratura.

Atualmente é possível o acesso a uma enorme quantidade de publicações de testes com traçadores associados à exploração de reservatórios não convencionais. Referenciamos apenas algumas delas neste artigo (HemaliPatel et al., 2016, Catlett et al., 2018; Kumar et al., 2018; Ortiz et al., 2019), que estão relacionadas com as indagações contidas nos itens 1 a 7 acima listados.

Quanto à longitude dos trechos horizontais, a tendência é perfurar comprimentos cada vez maiores. Não obstante, estudos realizados com traçadores hidrofílicos, lipofílicos e gasfílicos, mostram que estretos mais afastados da boca do poço podem responder com retardo a retonda água de fratura e de produção de hidrocarbonetos (Ortiz et al., 2019; Catlett et al., 2018).

No que diz respeito ao distanciamento entre trechos horizontais, esta é uma das variáveis essenciais para a otimização do SRV, minimizando o risco de interferências e “frac hits” (Kumar et al., 2018). A esse respeito também deve-se considerar que a sequência de realização das etapas de fratura pode favorecer a interferência intra-trechos como ocorre, por exemplo, na modalidade “zipperfrac” (HemaliPatel et al., 2016).

O SRV, por sua vez, não somente pode variar em magnitude como também em sua geometria. No caso do shale torna-se importante gerar fraturas de grande complexidade, intensamente ramificadas e cobrindo um amplo espectro de dimensões, para facilitar o contacto com o hidrocarboneto presente até o nível nano; de certa forma espera-se um desenvolvimento de tipo

“fractal”. Este tipo de fraturas gera respostas de traçadores mais estáveis ou em forma de bancos de longa duração. Em contraste, as fraturas pouco ramificadas exibem respostas com grandes amplitudes e maiores recuperação de traçadores em um intervalo curto (Ortiz et al., 2019).

Quanto ao desenho da completação, os traçadores têm demonstrado ser capazes de otimizar variáveis tais como o espaçamento entre “clusters” (cada etapa de fratura consiste em vários *clusters*) e a distribuição de perfurações ou de canhoneio (Catlett et al., 2018).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

Aliaga, F., Donne, D. D., Duran, G. y Marengo, J. “Optimización del área de drenaje en yacimientos no convencionales por medio de programación lineal entera” Revista de Ingeniería de Sistemas. Buenos Aires, Arg. Mayo de 2014

Catlett, R. D., Spencer, J. D., Lolon, E. and Bucior, D. “Evaluation of Horizontal Wells in the Eagle Ford Using Oil-Based Chemical. Tracer Technology to Optimize Stimulation Design. J. SPE 163846. DOI <https://doi.org/10.2118/163846-MS>.

Hemali Patel, B.P., Stephan Cadwallader, Jeff Wampler, SPE. “Zipper Fracturing: Taking Theory to Reality in the Eagle Ford Shale”. DOI 10.15530/urtec-2016-2445923

Kumar, A., Seth, P., Shrivastava, K., Manchanda, R. and Sharma, M. M. “Well Interference Diagnosis through Integrated Analysis of Tracer and Pressure Interference Tests” Presented in URTeC 2901827, Houston Texas USA, 2018.

Ortiz, L., Núñez, Y., Pizarro, J., Camusso, A., Cortese, J., Alvarez, A., Jimenez, E., Torres, M., De la Fuente, M. V., Somaruga, C. A. “Interpretación de Registros de Trazadores de Pozos No Convencionales Hidráulicamente Fracturados”. 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas. Instituto Argentino del Petróleo y Gas. Mendoza, Arg. Nov. 2019.

**Renato Ciminelli**

INCT Acqua/UFMG

**Marcos A. O. Gomes**

Ramboll Brasil

**Paulo Vitor Siffert**

PPGA – PUC Minas

**Katharina Lacerda**

Campoá Comunicação

#### 4.9 COMUNICAÇÃO E GOVERNANÇA EM TERRITÓRIOS DE GÁS

A importância do gás natural como fonte de energia para a economia atual é inegável. O desafio está em como explorá-lo na medida certa entre compartilhar seus benefícios, promovendo o desenvolvimento sustentável, e prevenir seus riscos de impactos negativos, especialmente quando se trata de produzi-lo por meio do *fracking*.

O processo internacional de experiências e usos do *fracking* para exploração de *shale gas* alcançou ampla diversidade em regulamentação e controle público e social sobre a atividade nos diferentes países com democracias e instituições mais ou menos maduras, assim como os níveis de liberalização da economia.

Do ponto de vista econômico, em regiões mais distantes dos grandes centros econômicos e políticos, a abordagem endógena de desenvolvimento (*bottom up*) tem se mostrado mais efetiva, com resultados mais consistentes e duradouros,

do que a abordagem centralizadora clássica (*top-down*). Trata-se de uma dinâmica de desenvolvimento que conta mais com a mobilização de atores locais – autoridades governamentais locais e instituições não-governamentais, empresas e outras organizações – que passam a trabalhar de maneira coordenada e sinérgica em busca de resultados positivos comuns. A principal implicação dessa abordagem é a descentralização da tomada de decisões para níveis territoriais locais, permitindo que medidas importantes para o fomento do desenvolvimento sejam tomadas de maneira mais ágil.

A necessidade de que os dividendos das novas atividades econômicas fiquem também no interior das redes locais de cooperação, retroalimentando uma economia regional que opere com base na cooperação e na sustentabilidade, faz com que a articulação entre as dimensões econômica, institucional e política seja primordial (Araújo, 2014). É dessa maneira que o desenvolvimento endógeno pode ser entendido como um processo de crescimento econômico e mudança estrutural, que emprega seu potencial de desenvolvimento local para melhorar o padrão de vida da população (Vázquez-Barquero & Rodríguez-Cohard, 2016). A qualidade de mudança estrutural favorece também um desenvolvimento que seja calcado na sustentabilidade, em que as questões econômicas sejam importantes, mas não maiores do que o equilíbrio ambiental e a satisfação das carências sociais da região (Raworth, 2017).

O empreendedorismo seria, nesse caso, o tipo de atividade econômica mais desejável, já que

é bastante dinâmica e aquece o cenário empresarial local, encorajando a entrada de indivíduos no mercado (Ateljevic, 2009) e reforçando a lógica de comunidade a partir da criação de estruturas de apoio (como incubadoras e aceleradoras, por exemplo) (Malecki, 2018). Müller (2016) vê os empreendedores como atores-chave no processo de desenvolvimento regional, pois contribuem para a introdução de novas tecnologias, combinam recursos (muitas vezes escassos) de maneira criativa e comercializam inovações, dessa forma criando empregos e alavancando o crescimento econômico. De maneira complementar, os empreendedores locais detêm um conhecimento ímpar da região em que atuam, tendo vantagem na “corrida pela inovação” a partir da (re)combinação de recursos locais. Essa característica do empreendedorismo indica um dos caminhos que pode ser tomado pela população local em direção ao empoderamento, especialmente no tocante às questões econômicas do município. O *shale gas* tem esse potencial de ser um promotor de empoderamento compartilhado entre o grande negócio, o país e o desenvolvimento sustentável local e regional.

Da perspectiva socioambiental, a sinalização de que riscos de impactos extras e mais severos do que a exploração convencional, isto é, sem uso do *fracking*, despertou e motivou o surgimento de muitas vozes contrárias ao método em todo planeta.

Por isso, o *fracking* é um tema cercado de polêmicas e traz consigo importantes desafios comunicacionais a serem superados. Se de um lado

movimentos favoráveis se esforçam para fomentar a exploração de gás não convencional no Brasil, ainda que de maneira experimental, de outro lado mitos e crenças com pouco ou nenhum embasamento técnico-científico dificultam o diálogo racional a respeito da prática. Entre os dois extremos, encontram-se as esferas governamentais, legisladoras e jurídicas, a quem compete não só a autorização, regulação e fiscalização de atividades econômicas com potencial impacto ambiental, mas também a responsabilidade pela elevação do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), do bem estar e pela redução do risco socioambiental e de comunidades remotas.

Justamente nos países avaliados com maior desenvolvimento das instituições e da democracia, essas vozes de rejeição ao *fracking* não foram simplesmente aceitas para a tomada de decisão e nem tão pouco foram descartadas, instituindo-se uma governança mais ampla e colaborativa que abrace a complexidade da atividade.

O alcance da meta de redução da dependência da importação de combustíveis fósseis é praticamente uma motivação econômica e uma estratégia energética de todos os países que almejam ter suas economias independentes e robustas. Desse interesse decorre um conjunto de investimentos públicos e privados, por exemplo, que busca avaliar a viabilidade do *shale gas* com *fracking*, sem automaticamente abandoná-lo ou fomentá-lo.

Aproveitando inclusive o alto nível tecnológico que costuma existir nestes países, vários ensaios e estudos foram desenvolvidos para reduzir as

dúvidas sobre os perigos e riscos dos impactos negativos mais consequentes. Além de buscar respostas sobre esses perigos e riscos do ponto de vista técnico e ambiental, esses estudos ganharam um papel primordial do ponto de vista político e social, ou seja, são relevantes para a instituição de uma governança específica para o *fracking*. O poço transparente tratado neste capítulo é uma iniciativa agregada a essa governança específica sobre o *fracking*.

A auto-regulamentação e o autocontrole ambiental pelas próprias companhias de exploração, adotadas muitas das vezes em países com déficit democrático e institucional (FIG, 2012), não transmite a confiança necessária para a população inserida na região de interesse e a sociedade em geral, o que favorece o aumento da rejeição e depois os litígios, porque a comunicação das empresas é reputacional (propagandística); do Estado é defasada e vinda de instituições consideradas fracas no seu papel de controle.

A fragilidade da comunicação e a escassez de informação independente são insumos de conflitos e de incremento da polarização entre aceitação e rejeição social dos empreendimentos. Eleva-se a tensão e os conflitos acentuam-se, elevando o custo de litígio. Ao contrário, a governança instituída com uma robusta estrutura de comunicação transparente, propósito comum e papéis e responsabilidades bem definidos executa protocolos e seus conteúdos transmitem confiança.

Como um caso de destaque e referência, na Austrália, o Conselho de Sustentabilidade insti-

tuído na região onde se insere o *shale gas* com uma gestão orientada por um Plano Integrado de Gestão de Recursos Naturais (INRMP, 2010) realiza uma comunicação transparente dos conhecimentos gerados por meio de estudos independentes monitorados socialmente. Há participação dos órgãos públicos afins, das empresas e da sociedade civil. Esse tipo de governança quanto mais se qualificou como geradora e comunicadora de informação confiável, tanto mais levou a reduzir o campo de influência dos grupos extremos, por exemplo, dos ativistas do “no fracking”, assim como limitou o investimento de empresas com baixos níveis em ESG (*Environment, Social and Governance*).

As sociedades nas quais a democracia e as instituições estão mais fortalecidas, têm autonomia e transparência científica, promovem inclusão e reconhecimento mais imediato das percepções sociais manifestadas pelos diferentes meios de comunicação contemporâneos têm tido mais experimentações no campo do diálogo e do pacto social para o aproveitamento compartilhado dos benefícios do gás extraídos por *fracking*.

Assim, não bastasse a complexidade inerente ao assunto, sobre o qual cientistas brasileiros têm se debruçado a fim de elucidar as principais perguntas técnicas, ambientais e logísticas a respeito das bacias de gás não convencional no Brasil, a desinformação e a propagação de notícias falsas dificultam ainda mais o debate responsável sobre o tema. Nessa seara, relatos de graves impactos ambientais verificados mundo afora e atribuídos ao *fracking* são utiliza-

dos como argumentos contrários ao desenvolvimento da indústria de gás não convencional no Brasil, embora os contextos geológicos, técnicos e operacionais sejam completamente divergentes entre os países.

Há em curso um ecossistema de desinformação que vitima todas as áreas de conhecimento e causa danos de proporções imprevisíveis. Esse ecossistema é baseado em falsas conexões, falsos contextos e manipulação de conteúdo com o objetivo de enganar a opinião pública (Projeto Credibilidade, 2017). É também nesse contexto que os debates sobre a possível exploração do gás não convencional no Brasil estão inseridos, e cabe aos seus interlocutores a apresentação de argumentos críveis e embasados cientificamente para subsidiar a tomada de decisões seguras e assertivas.

Faz-se necessário não só o estudo do real potencial impacto socioeconômico e ambiental do desenvolvimento da indústria de gás não convencional em território brasileiro, mas o compartilhamento transparente e acessível de todas as conclusões científicas obtidas até então. Faz parte da missão científica romper as fronteiras acadêmicas e chegar à sociedade de maneira clara e confiável, levando a ela todos os pontos de vista sob o olhar rigoroso da ciência, a fim de contribuir para a solução de problemas sociais. Quando esse compartilhamento de saberes científicos ocorre de maneira satisfatória, agentes do Poder Público e comunidades envolvidas podem se cercar de informações corretas para formar suas opiniões.

No entanto, o nível técnico e o caráter científico dos estudos aumentam a complexidade de tornar públicos, em linguagem de fácil compreensão, os entendimentos a respeito do assunto. Soma-se a isso a dificuldade de acesso às comunidades diretamente envolvidas, a quem esse conhecimento deve chegar de maneira prioritária. Sendo assim, é preciso utilizar ferramentas de comunicação compatíveis com cada tipo de público e que sejam capazes de esclarecer e orientar todos os envolvidos de forma clara, transparente e correta.

Nesse sentido, tem sido necessário desenvolver materiais de comunicação (vídeos, portal eletrônico, redes sociais e materiais gráficos) a fim de socializar o conhecimento científico por meio da oferta de informações seguras. Trata-se de iniciativa complementar ao que estabelece o Protocolo de Comunicação junto às comunidades locais e stakeholders, visando atuar de forma sistematizada para o fortalecimento de uma consciência coletiva, madura e responsável, que auxilia na promoção da governança que permita às comunidades empoderarem-se para que sejam capazes de tomar suas próprias decisões com segurança e confiabilidade.

De acordo com Romano (2002), esse empoderamento implica colocar as pessoas e o poder no centro dos processos de desenvolvimento, sendo um processo pelo qual as pessoas, as organizações, as comunidades tomam controle de seus próprios assuntos, de sua própria vida e tomam consciência da sua habilidade e competência para produzir, criar e gerir. No entanto,

Barreto (2004) aponta que o empoderamento não é algo que pode ser feito a alguém por uma outra pessoa. Os agentes de mudança externos podem ser necessários como catalisadores iniciais, mas o impulso do processo se explica pela extensão e a rapidez com que as pessoas e suas organizações se mudam a si mesmas. Nem o governo, nem as agências e nem as ONGs empoderam as pessoas e as organizações; as pessoas e as organizações se empoderam a si mesmas. O que as políticas e as ações governamentais podem fazer é criar um ambiente favorável (ou, opostamente, colocar barreiras) ao processo de empoderamento.

É nesse ponto que o papel das lideranças locais – comunitárias, políticas, institucionais, empresariais e profissionais – se fazem prementes: a articulação local deve ser incentivada para viabilizar a inovação e o empoderamento da comunidade local, trabalhando para a criação de capital social capaz de servir como esteio de novas atividades econômicas e, em um próximo momento, do desenvolvimento (Martiskainen, 2017). A criação desse capital social passa pela capacitação/ qualificação da população local. De acordo com Luiz (2009), capacitar alguém não é apenas transmitir informações ou habilidades ou socializar técnicas e modelos: trata-se de um processo de articulação e de totalização de saberes, de diálogo com a história e a cultura local. Ou seja, capacitar não se limita a desenvolver as habilidades técnicas relevantes para uma determinada ação, mas envolve também avançar na perspectiva de formação do pensamento social e político para contribuir no empreendimento de uma

nova cultura social possível. De acordo com Luiz (2009), trata-se de “fazer escolhas bem mais fundamentadas, ultrapassar os limites e estar apto para intervir de modo ativo” (p. 83) no contexto local, por exemplo instituindo uma Licença Social para Operar.

Sendo o compromisso com a preservação ambiental uma das premissas da Rede GASBRAS, torna-se fundamental indicar, em seus canais de comunicação sobre os perigos e riscos, as medidas de controle a serem adotadas para mitigar possíveis impactos negativos socioambientais causados pelo fracking, assim como os benefícios que o desenvolvimento da indústria do gás não convencional pode trazer ao Brasil. O tom de voz utilizado como estrutura dorsal dos produtos de comunicação deve ser, além de transparente, equilibrado na exposição de argumentações contrárias e favoráveis, permitindo um laboratório social de tomada de decisão e desenvolvendo uma governança para colaboração.

Um dos grandes desafios de um projeto estruturado de comunicação da Rede GASBRAS é atrair a atenção do interlocutor para que ele se permita conhecer os aprendizados obtidos pelos pesquisadores, fortalecendo o diálogo entre as partes envolvidas na temática. Ao se produzir materiais complementares de comunicação, direcionados aos diferentes agentes do processo, é fundamental ajustar a linguagem de acordo com o público que se pretende alcançar, sempre seguindo o tom de transparência e equilíbrio de informações que permeia toda a missão científica da Rede GASBRAS.

## PROPOSTA PARA AS DIRETRIZES

A pirâmide da Figura 4.7 representa diretrizes/etapas que deveriam compor uma cadeia de aproximação dos stakeholders chaves, estudo, análise e informação científica, de processos de comuni-

cação e transparência, de debate de encaminhamentos e instâncias de governança que deveriam levar ao topo a obtenção dos resultados compartilhados entre os *stakeholders* principais que são envolvidos em uma atividade possivelmente mais impactante negativamente como o *fracking*.

FIGURA 4.7: ESQUEMA DE DIRETRIZES/ETAPAS QUE DEVERIAM COMPOR UMA CADEIA DE APROXIMAÇÃO DOS STAKEHOLDERS CHAVES.



Fonte: Concepção dos autores.

A Figura 4.7 sintetiza, então, os seguintes aspectos para uma construção de comunicação social para o alcance de benefícios coletivos do *shale gas*:

- na base dessa pirâmide de construção coletiva de decisões sobre o *fracking* devem ser construídas com o conjunto dos conhecimentos científicos, convergentes e divergentes,

sem hierarquia entre as disciplinas no sentido de ter claramente mapeados todos os tipos de perigos, riscos, impactos negativos e positivos, considerando como eles são distribuídos socialmente, no ambiente e no território envolvido;

- um processo de compartilhamento desses conhecimentos, inclusive das experiências e

percepções dos *stakeholders*, precisa ser articulado de modo que as principais dúvidas e suspeições sejam bem debatidas e entendidas, não podendo ficar pontos-chaves sem amarração e discernimento a qualquer parte interessada. Este nível é crucial para iniciar uma base de confiança, sem a qual seria muito difícil galgar ao topo da pirâmide de resultados compartilhados;

- para cada um dos principais problemas mais conhecidos do *fracking* devem ser desenhados cenários de soluções tanto no que consiste em estudar mais aquelas perguntas ainda sem respostas, como principiar uma governança em que as soluções, dentro da sua complexidade, leve a escolher metas, integradas entre as diferentes áreas, e que os investimentos e ações sejam realizados. Portanto, novas informações serão geradas depois evidenciadas e compartilhadas com os *stakeholders* principais, demonstrando que os avanços vão sendo realizados como suprimento um do outro. O poço transparente pode ser enquadrado nesta fatia da pirâmide, quando todos seus aspectos, positivos e negativos, deveriam ser comunicados e visualizados com transparência pelas partes, a fim de se ter uma subida garantida ao próximo patamar dessa pirâmide;
- a elaboração de normas, dos indicadores de acompanhamento coletivo e o aperfeiçoamento da governança intrínseca sobre as metas intermediárias alcançadas que encaminhem adequadamente a regulamentação que garante mais segurança à atividade de *fracking*, caso o consenso fosse alcançado de

que o Shale Gas tem mais benefícios socioeconômicos e ambientais. O que deve ser mensurado, como e sob responsabilidade de quem e o devido funcionamento do processo de monitoramento vai fortalecer ou enfraquecer a constituição da confiança que se iniciou com as áreas científicas na base da pirâmide;

- antes de alcançar os resultados mais finalísticos, novamente o processo de construção colaborativa de um consenso sobre o *fracking* na obtenção do *shale gas*, na figura da pirâmide, reforça-se mais um nível de comunicação transparente ao mais amplo espectro dos diferentes *stakeholders* da atividade. Considera-se que seria uma etapa de ampliação dos consensos a partir de uma avaliação segura dos resultados obtidos nas etapas anteriores e da demonstração das tarefas executadas por cada parte que se comprometeu;
- em um processo de comunicação social com efetividade, o caminho deve levar aos principais resultados obtidos que deveria, além dos investidores, empresas e governos, ser também apropriado pelos *stakeholders* principais, especialmente os do território no qual os impactos negativos ocorrem.

Assim gerenciado, o *fracking* poderá ser realizado sob um controle social específico que elevaria seu valor e importância, se respeitar esse compartilhamento de conhecimentos sobre a atividade com a sociedade, especialmente a diretamente envolvida no território no qual vai ser desenvolvida, por exemplo, como o poço transparente pode vir a ser parte importante dessa governança específica.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

ACATECH. HydraulicFracturing. Eine Technologia in der Diskussion. ACATECH - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Position, 2015.

A desordem da informação. Projeto Credibilidade, 2017. Capítulo brasileiro The Trust Project. Disponível em: <https://www.manualdacredibilidade.com.br/desinformacao>. Acessado em maio de 2020

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Nota Técnica 02/2018 – AGR-DG/ANP, Rio de Janeiro, 28 de março de 2018.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014.

Araújo, R. D. C. de. (2014). Análise sobre a monocultura de soja e o desenvolvimento sustentável na Amazônia com base na Teoria do Desenvolvimento Endógeno. *Economia e Desenvolvimento*, 26(1), 105–118.

ARTEL, S. South Africa Lifts Fracking Moratorium; Citizens Alarmed by U.S. Fracking Examples. *AlterNet*. 2012. Disponível em: <https://www.alternet.org/2012/09/south-africa-lifts-fracking-moratorium-citizens-alarmed-us-fracking-examples/>

Ateljevic, J. (2009). Tourism entrepreneurship and regional development: example from New Zealand. *International Journal of Entrepreneurial Behaviour & Research*, 15, 282–308.

Banco Mundial, 2018, The Worldwide Governance Indicators (WGI) Project Reports. Acessado em maio de 2020. Disponível em: <https://info.worldbank.org/governance/wgi/>;

Barreto, R. C. S. (2004). O empoderamento de comunidades e o desenvolvimento local. (In Anais do XLII Congresso da Sociedade Brasileira de Economia e Sociologia Rural - SOBER - Dinâmicas Setoriais e Desenvolvimento Regional). Universidade Federal do Mato Grosso, Cuiabá-MT.

CORRIGAN, C.; MURTAZASHVILI, I. Governance of Fracking in Africa. *Governance in Africa*, 2(1): 4, pp. 1–14, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.5334/gia.aj>

CULLINANE, D. Fracking landscape in Australia by state and territory. 2018. Disponível em: <https://smallcaps.com.au/fracking-landscape-australia-by-state-and-territory/>

DU TOIT, D. R., BIGGS H., POLLARD S. The potential role of mental model methodologies in multistakeholder negotiations: integrated water resources management in South Africa. *Ecology and Society* 16(3): 21, 2011. <http://dx.doi.org/10.5751/ES-04237-160321>

DU TOIT, J. Lowdown on fracking in the Karoo. 2013. *Karoo Space*. Disponível em: <http://karoospace.co.za/lowdown-on-fracking-in-the-karoo/>

EUOGA. Overview of the current status and development of shale gas and shale oil in Europe. EUOGA - European Unconventional Oil and Gas Assessment, Deliverable T3b, Set. 2016.

FIG, D. Fracking and the Democratic Deficit in South Africa. 2012. Disponível em: <https://www.tni.org/files/dfig64.pdf>

FREEMAN, R. E. *Strategic Management: A Stakeholder Approach*. Cambridge: University Press, 2010.

HOPKE, J. E. (2016): Translocal anti-fracking activism: an exploration of network structure and tie content, *Environmental Communication*. Acessado em junho de 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1080/17524032.2016.1147474>

- KAHANE, Adam. Planejamento de Cenários Transformadores: trabalhando juntos para mudar o futuro. São Paulo: Editora Senac, 2013. Tradução de Marcelo Michelson.
- Luiz, D. E. C. (2009). Capacitação e emancipação: uma relação possível. *Textos&Contextos*, 8(1), 68–88.
- Malecki, E. J. (2018). Entrepreneurship and entrepreneurial ecosystems. *Geography Compass*, 12(1), 1–21.
- Martiskainen, M. (2017). The role of community leadership in the development of grassroots innovations. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 22, 78–89.
- MONTEIRO, C., SOARES D., CASTRO, J.C., COIMBRA. L. Fake news e os impactos na divulgação científica. Portal da Agência Universitária de Notícias da Universidade Federal de São Paulo, 27/09/2018. Disponível em: <https://paineira.usp.br/aun/index.php/2018/09/27/fake-news-e-os-impactos-na-divulgacao-cientifica/>. Acessado em maio de 2020.
- Müller, S. (2016). A progress review of entrepreneurship and regional development: What are the remaining gaps? *European Planning Studies*, 24(6), 1133–1158.
- OLAYELE, F. B. The Geopolitics of Oil and Gas. International Association for Energy Economics, 2014. Acessado em maio de 2020.
- OVERLAND, I. Future Petroleum Geopolitics: Consequences of Climate Policy and Unconventional Oil and Gas. Norwegian Institute of International Affairs (NUPI), Oslo, Norway, 2015. Acessado em maio de 2020, disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118991978.hces203>
- Raworth, K. (2017). Doughnut Economics: Seven Ways to Think Like a 21st-Century Economist. Londres: RandomHouse Business.
- Romano, J. O. (2002). Empoderamento: recuperando a questão do poder no combate à pobreza. In J. O. Romano & M. Nunes (Orgs.), Empoderamento e direitos no combate à pobreza. (pp. 9-20). Rio de Janeiro: ActionAid Brasil.
- SCHANZ, Anna L. (coord). Gestão de Cooperações na Prática – Gerindo mudanças sociais com Capacity Works. Berlin, Brasília: GIZ GmbH, 2017. 288 p. Tradução: Suzanna Berhorn.
- SILVA, E.R., SCHRAMM, F.R., A questão ecológica: entre a ciência e a ideologia/utopia de uma época. 1997. Disponível em: [https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0102-311X1997000300002](https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-311X1997000300002)
- SGK-Planet “FAQs about Fracking”. 2020. (<https://sgerendask.com/en/in-which-countries-is-fracking-prohibited/>)
- SMIL, V. (2010). Energy Transitions – History, Requirements, Prospects. Santa Barbara: Praeger.
- SOVACOOOL, B. K., ANDERSEN, R., SORENSEN, S., SORENSEN, K., TIENDA, V., VAINORIUS, A., ... & BJØRN-THYGESSEN, F. (2016). Balancing safety with sustainability: assessing the risk of accidents for modern low-carbon energy systems. *Journal of Cleaner Production*, 112, 3952-3965
- SOARES, V. Estudo aponta que as fakes news podem ser internalizadas como verdades. *Correio Braziliense*. Distrito Federal, 02/10/2019. Ciência e saúde. Disponível em: [https://www.correio braziliense.com.br/app/noticia/ciencia-e-saude/2019/10/02/interna\\_ciencia\\_saude,793585/estudo-aponta-que-as-fake-news-podem-ser-internalizadas-como-verdades.shtml](https://www.correio braziliense.com.br/app/noticia/ciencia-e-saude/2019/10/02/interna_ciencia_saude,793585/estudo-aponta-que-as-fake-news-podem-ser-internalizadas-como-verdades.shtml). Acessado em maio de 2020
- Vázquez-Barquero, A., & Rodríguez-Cohard, J. C. (2016). Endogenous development and institutions: Challenges for local development initiatives. *Environment and Planning C: Government and Policy*, 0(0), 1–19.
- WIT, M.J. de. The great shale debate in the Karoo. 2011. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/262496530\\_The\\_great\\_shale\\_debate\\_in\\_the\\_Karoo](https://www.researchgate.net/publication/262496530_The_great_shale_debate_in_the_Karoo)
- The Taming of Fate: Approaching Risk from a Social Action Perspective: Case Studies from Southern Mozambique. Elísio S. Macamo. CODESRIA, Dakar, 2017, 336p.

**Vinícius Gonçalves Ferreira**  
INCT Acqua/UFMG

**Jussara da Silva Diniz Lima**  
INCT Acqua/UFMG

**Gustavo Filemon Costa Lima**  
CDTN

**Joyce Castro Menezes Duarte**  
CDTN

#### 4.10 CONSIDERAÇÕES SÓCIOAMBIENTAIS NO CONTEXTO DA PROPOSTA DO POÇO TRANSPARENTE

O Poço Transparente é uma iniciativa multidisciplinar e multi-institucional, que pode ser entendida como um laboratório de campo para análise técnica do *fracking* no âmbito do desenvolvimento da exploração do óleo e gás não convencional (CARR, 2018). Este tipo de projeto permite avaliar os possíveis impactos do *fracking* fomentando novas estratégias efetivas para otimizar a produção e mitigar os efeitos deletérios do processo. Funções estendidas podem também investigar a vulnerabilidade ambiental das operações de *fracking* em novos ambientes e regiões de produção. Os avanços da experiência com poços transparentes contribui, em diversas frentes, para o maior conhecimento prático da produção em sistemas não convencionais. Trata-se de um projeto recorrente em outros países e seu nome surgiu da ideia de divulgar, de forma transparente, dados sobre o andamento da exploração e produção de óleo e gás

não convencional à sociedade e investidores. Os dados obtidos podem ser de grande valia na esfera de gestão, planejamento e segurança socioambiental, sendo, portanto, uma pesquisa fulcral para projetar o *fracking* como uma técnica segura no contexto energético mundial.

Atualmente, destacam-se dois projetos de Poço Transparente de maiores magnitudes, o *Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory* (MSEEL) localizado em Virginia Ocidental (Estados Unidos da América) e o *Shale Gas Exploration and Exploitation Induced Risk* (SHEER), na região da Pomerânia (Polônia) (DELGADO, 2018).

O MSEEL teve início em 2015 com a criação de furos de observação científica e microssísmica atrelados a furos pré-existentes de 2011 (MSEEL, 2020). Seu principal objetivo é fornecer um local de campo colaborativo para desenvolver e validar novos conhecimentos e tecnologias no desenvolvimento de recursos não convencionais (CARR, 2018). Dentre os aspectos ambientais abordados no projeto, são monitorados: qualidade da água e do ar, emissões de escape dos veículos utilizados no projeto, resíduos de perfuração, bem como a avaliação de possíveis rejeitos radioativos, confrontando estes com as diretrizes regulatórias ambientais norte-americanas (DELGADO, 2018).

O projeto SHEER da Polônia é definido como uma forma de se compreender, prevenir e mitigar os potenciais impactos e riscos ambientais da Exploração e Extração de *shale gas* no curto

e longo prazo. As perfurações ocorreram a partir de 2013, no intuito de identificar a sequência geológica e potenciais horizontes para a exploração de *shale*. Os principais impactos investigados são a contaminação de águas subterrâneas, a poluição do ar e as atividades sísmicas (INEA, 2020 apud DELGADO, 2018). O projeto defende a necessidade do levantamento de *baselines* prévios a quaisquer atividades inerentes ao *fracking*, por conseguinte, o SHEER é comumente projetado como defensor de uma abordagem mais cautelosa, quando comparado a experiência dos Estados Unidos (DELGADO, 2018). O projeto SHEER tem destacado que a hipótese do *fracking* de criar contaminantes através de fluxos ascendentes é muito improvável e seus estudos sugerem um maior risco de poluição de aquíferos causada por fluxo de contaminantes descendentes, provenientes de operações de superfície (YOUNGER, 2016).

No Brasil, a implementação do projeto piloto “Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de Petróleo e Gás Natural” está em debate, sendo capitaneado principalmente pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Ministério de Minas e Energia, Programa de Parcerias de Investimentos e o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (NINNI, 2020; BRASIL, 2020). O projeto visa conferir credibilidade, sustentabilidade, promover a aquisição de informações (geológicas, ambientais, técnicas) e ampliar o conhecimento sobre o *fracking*, tornando esses dados acessíveis para toda a sociedade (BRASIL, 2020).

Projetos de poços transparentes já implementados, têm conseguido grandes avanços no conhecimento e aperfeiçoamento tecnológico durante o uso do *fracking*, assim como na identificação dos impactos socioambientais associados. Por esta razão, o poço transparente emerge como uma alternativa cabível frente ao atual impasse ambiental-regulatório e, especialmente, sobre a exploração do óleo e gás não convencional no Brasil. A luz do êxito das experiências internacionais, projetos de poços transparentes poderiam atuar como mecanismos estratégicos para nortear quais as melhores práticas para harmonizar os preceitos de um desenvolvimento sustentável, uma vez que eles apontam quais os caminhos que podem ser trilhados para otimizar lucros e minimizar os riscos. Deve-se atrelar os avanços em termos técnico-ambientais e regulatórios para assegurar a construção de um ambiente de maior confiabilidade para investidores e entidades socioambientais, assim como assegurar a transparência do processo, ou seja, o compartilhamento de relatos científicos, modelos obtidos, resultados esperados e respectivas incertezas, onde deverão ser tratados de forma clara e prontamente acessível à população. As especificidades de cada local, assim como os valores sociais e ambientais de cada comunidade também devem ser consideradas ao se trabalhar com o conceito de poço transparente no Brasil. Por fim, projetos transparentes podem ser um caminho a ser seguido para que toda sociedade entenda os reais benefícios da indústria não convencional, bem como das probabilidades dos riscos socioambientais envolvidos, assim como das medidas de mitigação disponíveis

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

BRASIL. Programa de Parceria de Investimentos. Petróleo e Gás - Projeto Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/apoio-ao-licenciamento-ambiental-da-execucao-do-projeto-poco-transparente-em-reservatorio-de-baixa-permeabilidade>. Acesso em: 03 set, 2020.

CARR, T., McCAWLEY, M., JOHNSON, D., ZIEMKIEWICK, P., WILSON, T. Marcellus Shale Energy And Themseel Project. West Virginia University. Energy Institute. Jun.2018

DELGADO, F. Projeto poço transparente: testes para reservatórios de Baixa permeabilidade – gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. FGV Energia, outubro, 2018. pg.13.

Marcellus Shale Energy and Environmental Laboratory - MSEEL. Disponível em: <http://www.mseel.org/>. Acesso em agosto de 2020.

InnovationAnd Networks ExecutiveAgency. INEA. Disponível em: <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/shale-gas/sheer>. Acesso em setembro de 2020.

YOUNGER P. L. How can we be sure fracking will not pollute aquifers? Lessons from a major longwall coal mining analogue (Selby, Yorkshire, UK). Earth and Environmental Science Transactions of the Royal Society of Edinburgh. 106.02 (2016): 89-113.

NINNI, K. Exploração de não convencionais no Brasil depende de mais pesquisas, transparência na divulgação de informações e harmonia regulatória. 2020. Disponível em: <http://rcgilex.com.br/exploracao-de-nao-convencionais-no-brasil-depende-de-mais-pesquisas-transparencia-na-divulgacao-de-informacoes-e-harmonia-regulatoria/>. Acesso em agosto de 2020.

## Eduardo G. Pereira IEE/USP Rede GasBras

### 4.11 QUESTÕES LEGAIS DOS RISCOS AMBIENTAIS

No Brasil a oferta das áreas susceptíveis ao uso da técnica de *fracking* despertou inúmeras discussões e impasses com os setores organizados da sociedade civil brasileira, devido aos impactos ambientais e à necessidade de mitigação para eles.<sup>55</sup>

Através da Resolução nº 06/2013, o CNPE autorizou a 12ª Rodada de Licitação de Blocos de Petróleo e Gás Natural, com blocos em bacias terrestres, incluindo na licitação o *shale gas*. Porém, essa rodada passou por um processo de judicialização e uma discussão legal sobre as decisões, e encontrase em nulidade e na suspensão dos contratos de concessão assinados.<sup>56</sup> A complexidade no caso brasileiro diz respeito à competência legal entre os entes federal, estadual e municipal. O ente federal tem competência para regular assuntos relacionados com petróleo e gás e meio ambiente. Contudo, os entes estaduais e municipais também possuem competências para regular questões ambientais nos seus respectivos territórios.

Dessa forma, podemos ressaltar que a regulação acerca das questões ambientais está atribuída a vários entes: CONAMA, IBAMA, Ministério de Meio

ambiente, SISNAMA etc. Por exemplo, a Resolução CONAMA 23/1994 estabelece os procedimentos específicos para o licenciamento ambiental de atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás natural.<sup>57</sup> Já a regulação técnica das atividades é realizada primordialmente pela ANP. A Resolução ANP nº 21/2014 estabelece critérios que as operadoras devem seguir para que a Agência aprove a técnica de *fracking* em reservatórios não convencionais. Além desta, não há nenhuma outra norma ambiental que seja específica para as atividades em reservatórios não convencionais.<sup>58 59</sup>

O REATE divulgado pelo MME, objetiva revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres; estimular o desenvolvimento local e regional; fomentar o aproveitamento dos recursos em reservatórios de baixa permeabilidade e aumentar a competitividade da indústria de óleo e gás. Sendo lançado a segunda versão do Programa, o REATE – 2020.<sup>60</sup> Além disso, existe o Projeto Poço Transparente aprovado pelo Decreto 10.336/2020, o qual visa conferir credibilidade, sustentabilidade, aquisição de conhecimento, bem como ampliar o conhecimento sobre a técnica de fraturamento hidráulico.<sup>61</sup> Essa grande quantidade de entes para regular as questões ambientais ocasiona uma incerteza jurídica por não apresentar uma base sólida e estratégica quanto à regulação e, conseqüentemente, existe uma maior complexidade no cenário brasileiro.

55. Viana; Andrade. Aspectos regulatórios e ambientais acerca do fraturamento hidráulico: um comparativo entre o Brasil e o mundo. 2019

56. Ramos; Petry; Costa. Atualizações da exploração de gás não convencional no Brasil. 2020.

57. Resolução CONAMA 23/1994 e Resolução CONAMA 237/1997.

58. Resolução ANP nº 21/2014.

59. O licenciamento ambiental no Brasil no setor de P&G está voltado para “procedimentos” (sísmica, perfuração de poços, produção e escoamento) e não para técnicas específicas (fraturamento hidráulico). Dessa forma, para a consecução da atividade, basta a norma da ANP, a qual exige a outorga da água e a apresentação da licença ambiental para a perfuração e a produção. Caberá ao órgão responsável pelo licenciamento ambiental definir os estudos necessários e as medidas de mitigação pertinentes.

60. Ministério de Minas e Energia. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE 2020. 2020

61. Programa de Parceria de Investimento. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/apoio-ao-licenciamento-ambiental-da-execucao-do-projeto-poco-transparente-em-reservatorio-de-baixa-permeabilidade>. Acesso em 17 de outubro de 2020. & Delgado. Projeto Poço Transparente: Testes para reservatórios de baixa permeabilidade – Gerando conhecimento via avaliação ambiental prévia estratégica. 2018.

# 5

CAPÍTULO

**Breno Andrade** – UFRJ Poli

**Daniela Schneider** – UDESC CESFI

**Eduardo Pereira** – IEE/ USP

**Fernanda Delgado** – FGV Energia

**Isabella de Andrade** – UFRJ IRID

**Juliana Simoes** – UFRJ Poli

**Victor Lemos** – FGV EPGE

# Perspectivas socioeconômicas para o Brasil

## 5.1 PERCEPÇÃO PÚBLICA

O reconhecimento do governo brasileiro acerca da importância do gás natural como o combustível para a transição energética motivou os recentes avanços como as aprovações de Projetos de Lei que visam desenvolver o setor de energia. Com o novo panorama de perspectiva energética, as políticas públicas e quadros de governanças vêm fomentando o mercado no objetivo de, não apenas garantir, mas indicar o caminho para a ampliação da eficiência energé-

tica. Ademais, a ascensão da produção do gás natural visa apoiar a geração de oportunidades robustas de negócios, impulsionando a competitividade do mercado e, conseqüentemente, maximizar a arrecadação governamental<sup>62</sup>.

Como já mencionado em capítulos anteriores, o PPI, referente ao Projeto do Poço Transparente tem como objetivo estimular o desenvolvimento social e econômico de certas regiões do país, mediante parcerias entre o setor público e privado<sup>63</sup>, proporcionando maior perceptibilidade

62. Fernanda Delgado. *Webinar: O papel das energias renováveis na transição energética brasileira*. 2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=BZBZ2XADgeg&feature=youtu.be>.

63. Programa de Parcerias de Investimentos – Sobre o Programa. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/sobre-o-programa>

no desenvolvimento dos recursos de baixa permeabilidade, disseminando dados técnicos e informações referentes à técnica de faturamento hidráulico. Outrossim, o Brasil conta com um recente marco regulatório no setor de gás natural, o Projeto de Lei nº 6.407/2013, conhecido como a Nova Lei do Gás. Com expectativa de quebra efetiva do monopólio, a Nova Lei do Gás visa alterar as regras do mercado de gás natural, buscando atrair competitividade para o setor e reduzir o preço do insumo no mercado interno.

Porém, apesar dos incentivos, o Brasil ainda se depara com um cenário desafiador a ser enfrentado para o maior aproveitamento dos recursos não convencionais. Para que ocorra a extração do *shale gas*, se faz necessária a aplicação de técnicas especiais. Uma das características específicas que compõem essas técnicas é a estimulação do reservatório por meio do fraturamento hidráulico vinculado à perfuração horizontal, como previamente discutido. A percepção da sociedade vis-à-vis ao fraturamento hidráulico é uma das barreiras a serem vencidas. Em geral, há uma grande rejeição, associada ao medo e estresse decorrente das operações e mudanças que envolvem a indústria de petróleo e gás. Tal problema pode ser sanado quando atrelado a um bom plano de comunicação com a sociedade, gerando esclarecimentos referentes às medidas adotadas, bem como os planos de contingência e segurança e embasamento na vasta experiência internacional<sup>64</sup>.

Por outro lado, como toda operação de extração de recursos naturais, existem riscos associados. Sendo neste caso os mais temidos pela sociedade os riscos oriundos da prática do fraturamento hidráulico. Como já amplamente discutido na literatura, e em capítulos anteriores, dita técnica quando bem implementada traz inúmeros benefícios e possibilita acessar reservatórios onde a complexidade em se extrair é maior quando comparado aos reservatórios convencionais.

Importa considerar também que a maior disponibilidade de gás natural no mercado influencia diretamente nos custos de distribuição, ou seja, a curva de preços internos é extremamente sensível, ocorrendo queda nos valores para abastecimento de gás natural na região, afetando diretamente o consumidor final e, principalmente, levando o acesso à energia para regiões que o gás do pré-sal não deve alcançar. O *shale gas* é *onshore* e regional, forte influenciador para o crescimento econômico e desenvolvimento da área alocada. Frente a isso, ampliam-se as oportunidades de geração de novos negócios locais e ofícios ligados indiretamente à indústria de petróleo e gás, motivando o aumento da receita e riqueza da região, bem como a valorização da terra local<sup>65</sup>.

Entretanto, apesar de o Brasil avançar com projetos, ainda faltam investimentos para o desenvolvimento de infraestrutura, uma vez que, a rede de transporte de gás de 9.409km no país

64. Fundação Getúlio Vargas. ShaleGas à Espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019

65. Boudet et al. "Fracking" controversy and communication: Using national survey data to understand public perceptions of hydraulic fracturing. 2014.

não sofreu quase nenhum avanço nos últimos dez anos<sup>66</sup>. Além disso, o apoio aos estudos e divulgação de dados geológicos e, até mesmo, de comunicação com a sociedade, também são importantes para o desenvolvimento da demanda energética. O não desenvolvimento desses fatores tornam a extração do *shale gas* uma barreira face à opinião pública, uma vez que, sem o aprofundamento e divulgação dos estudos, torna-se um assunto propício para a explanação apenas dos pontos negativos ou não fundamentados. Notoriamente, a sociedade é induzida a pensar unicamente no âmbito de destruição, desconsiderando os avanços que as tecnologias associadas à execução da atividade vêm sofrendo e, ainda mais relevante, os exemplos dos países que implementaram a extração do shalegas. Sem mensurar os benefí-

cios e as potenciais reservas do país para os não convencionais, além da geração de renda, conteúdo local, *royalties*, tributos e de empregos. Essa visão distorcida do real cenário, seguida da precária infraestrutura, dificultam os progressos para a ampliação da malha energética nacional.

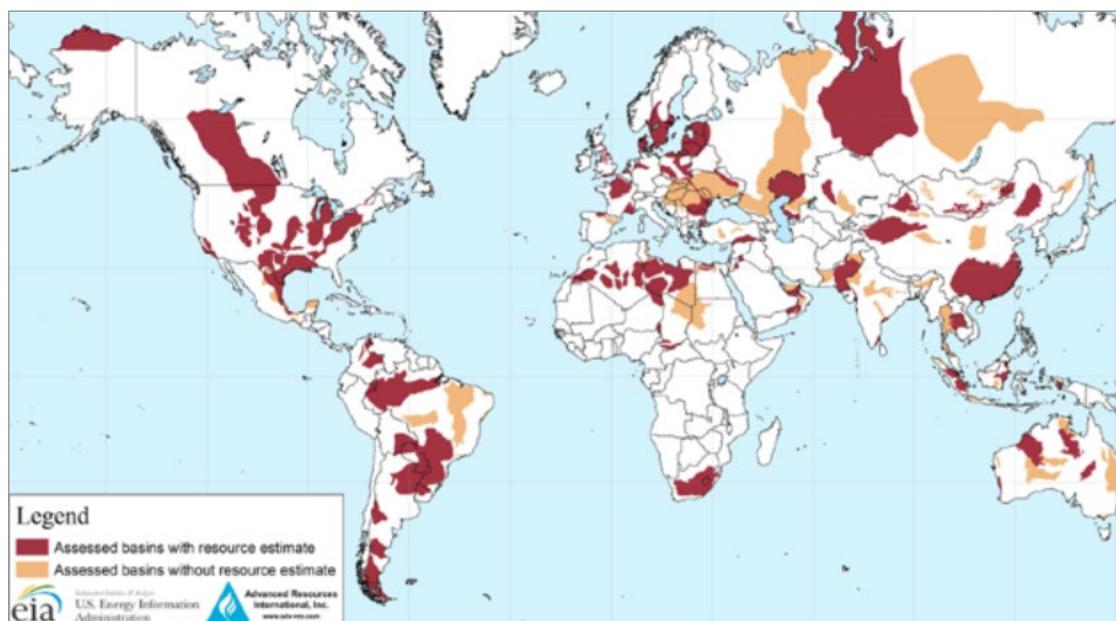
Conforme estimado pela *U.S. Energy Information Administration*, mais da metade dos recursos de *shale gas* estão acumulados na China, Argentina, Argélia, Estados Unidos, Canadá e México. As reservas no Brasil consistem em cerca de 245 trilhões de pés cúbicos de gás natural oriundo dos não convencionais, levando o país a ocupar o 10º lugar mundial de reservas nesse setor<sup>67</sup>. Os principais países, com casos bem sucedidos na extração dessa fonte de energia e portadores de grandes reservas, são: Estados Unidos, China e Argentina<sup>68</sup>.

66. Fundação Getúlio Vargas. A Aprovação do PL do gás, mas... qual gás? 2020.

67. EIA U.S. Energy Information Administration. Disponível: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=14431>;

68. Wagner C. Ribeiro. Gás "de xisto" no Brasil: uma necessidade? 2014. Disponível em: [https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142014000300006&script=sci\\_arttext&tlng=pt](https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142014000300006&script=sci_arttext&tlng=pt).

FIGURA 5.1: DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICAS DAS PRINCIPAIS BACIAS ESTRUTURAIS DE NÃO CONVENCIONAIS NO MUNDO.



Fonte: EIA - U.S Energy Information Administration

Acredita-se que o real potencial do Brasil em reservas é superior ao que foi estimado, visto que muitas áreas ainda necessitam de dados geológicos e geofísicos mais precisos para que os recursos sejam estimados e que sejam reconhecidos como um potencial energético disponível<sup>69</sup>. A exploração desse tipo de recurso aumentou a partição do energético na matriz de muitos países, com destaque para os Estados Unidos<sup>70</sup>. País cuja infraestrutura de escoamento foi construída em parte com intuito de importar

gás e sofreu uma reestruturação na logística para exportação do gás liquefeito, ou seja, a expansão da oferta de gás atingiu a balança comercial de tal forma que o país deixou de ser importador, gerando fortalecimento da economia norte americana e uma transformação na geopolítica da indústria petrolífera.

Com o desenvolvimento e exploração dos não convencionais, os Estados Unidos inverteram a curva de preço do gás natural no país. Sabe-se

69. REATE 2020. Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres.

70. Wagner C. Ribeiro. *Gás "de xisto" no Brasil: uma necessidade?* 2014. Disponível em: [https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142014000300006&script=sci\\_arttext&tlng=pt](https://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142014000300006&script=sci_arttext&tlng=pt).

que esse crescimento está associado à evolução das tecnologias aplicadas para essas atividades, considerando que a execução da estimulação do reservatório por meio do fraturamento hidráulico e a perfuração de poços horizontais não são métodos novos na indústria petrolífera. Seguindo na mesma linha dos Estados Unidos, o governo da Argentina investiu em projetos para ampliar as reservas com o *shale gas*. Vale salientar que antes da exploração desse recurso, o país contava com a importação de gás via gasodutos da Bolívia<sup>71</sup>. Com cerca de 268 poços perfurados em 2016, 191 foram de gás natural de reservatórios não convencionais, e o país estima que até o final de 2020 tenham sido fraturados aproximadamente 500 poços de *shale gas* em Vaca Muerta, o que acarretará uma produção de aproximadamente 40MMm<sup>3</sup>/d<sup>72</sup>.

Levando em consideração esses fatores, percebe-se que há um avanço lento no desenvolvimento e nos conhecimentos técnicos e econômicos sobre os reservatórios não convencionais das bacias sedimentares brasileiras. O que é preocupante, uma vez que, devido a atratividade frente aos preços energéticos de outros países, muitas empresas situadas no Brasil acabaram migrando para territórios vizinhos<sup>73</sup>. Isso

se deve ao fato do preço associado ao recurso, enquanto no Brasil o gás custa em média de US\$ 13/MMBTU para o consumidor industrial final, nos Estados Unidos seu custo é em média de US\$ 2,90/MMBTU<sup>74</sup>.

Outro ponto relevante, que contribuiu para o sucesso da extração nos Estados Unidos é o fato de que o proprietário da terra detém o direito à exploração do subsolo. Ao contrário do que acontece no Brasil, onde a exploração ou aproveitamento do subsolo pertencem à União, restando ao proprietário da terra apenas uma participação variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo e gás<sup>75</sup>. Portanto, enquadrar-se na regulação dos norte-americanos e aumentar a participação do proprietário no Brasil, é um caminho que facilitaria a realização destas atividades, especialmente na região sul país, onde se estende a bacia sedimentar do Paraná. Atualmente, o Estado do Paraná conta o Projeto de Lei nº 65/2019, com o objetivo de proibir a exploração do *shale gas* com a prática do fraturamento hidráulico<sup>76</sup>. Por serem portadores de terras férteis, a agricultura na Região Sul do Brasil é uma das principais atividades econômicas e, em contrapartida, também é uma região que detém grande potencial

71. Eduardo Pereira. Webinar: A exploração de não-convencionais no Brasil: oportunidades e desafios. 2020. Disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=\\_XALWUjnB-E&t=745s](https://www.youtube.com/watch?v=_XALWUjnB-E&t=745s).

72. Fernanda Delgado. Gás natural: o polígono do pré-sal x Vaca Muerta e a liderança da integração energética Sul-Americana. 2018. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/gas-natural-o-poligono-do-pre-sal-x-vaca-muerta-e-a-lideranca-da-integracao-energetica-sul-americana%C2%B9/>.

73. Fundação Getúlio Vargas. ShaleGas à Espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019

74. Fundação Getúlio Vargas. ShaleGas à Espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019

75. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. – Lei do Petróleo.

76. VIANA, Andressa; ANDRADE, Daisy. Aspectos Regulatórios e Ambientais acerca do Fraturamento Hidráulico: Um Comparativo entre o Brasil e o Mundo.

de extração do *shale gas*. O que se torna um impasse para os agricultores proprietários da terra, uma vez que, além do medo associado à contaminação da Bacia do Rio Paraná, apenas a servidão não é um atrativo econômico para disponibilizarem suas terras para exploração do *shale*. De fato, a percepção mudaria caso houvesse uma alteração em lei, visando o aumento da participação do proprietário nessa transação.

Essa mesma realidade é possível verificar em um panorama mundial, onde, assim como no Estado do Paraná, as atividades foram proibidas devido aos temores dos impactos ambientais oriundos do fraturamento hidráulico, em países como Bulgária, França, e ainda no estado de Nova York<sup>77</sup>. Apesar dos EUA apresentarem sucesso na exploração de recursos não convencionais, principalmente no estado do Texas, o fato de ser um país portador de uma legislação mais heterogênea entre estados/províncias, resultou na contra-indicação da adoção da técnica no estado de Nova York. Na França e Nova York o principal motivo para a proibição foi o risco associado à contaminação da água potável. Já na Bulgária, em 2011, o governo discursou a favor do fratu-

ramento hidráulico, alegando que a produção do *shale gas* não é mais arriscada do que outra mineração, porém, houve manifestações da população contra a prática, levando o governo a modificar os argumentos devido à proximidade das eleições, desta forma a prática foi vetada e as licenças prévias alteradas<sup>78</sup>.

Apesar dos entraves em algumas regiões dos Estados Unidos, em outras as atividades são liberadas e incentivadas, gerando benefícios principalmente para o consumidor final. Sem dúvidas, a infraestrutura desenvolvida pelos Estados Unidos, as estratégias nos incentivos para extração do *shale gas* e, principalmente, a autorização do proprietário da terra frente à participação nas atividades associadas aos desentranços ambientais, foram fatores decisórios e que levaram o país a reduzir a dependência desse recurso<sup>79</sup>. A extração de gás natural de folhelho revolucionou a matriz norte-americana,<sup>80</sup> tornando esse recurso responsável por cerca de 68% da produção do país, conciliado com a perfuração de 700 mil poços, gerando mais de dois milhões de empregos e contribuindo para a independência energética<sup>81 82</sup>.

77. VIANA, Andressa; ANDRADE, Daisy. Aspectos Regulatórios e Ambientais acerca do Fraturamento Hidráulico: Um Comparativo entre o Brasil e o Mundo.

78. VIANA, Andressa; ANDRADE, Daisy. Aspectos Regulatórios e Ambientais acerca do Fraturamento Hidráulico: Um Comparativo entre o Brasil e o Mundo.

79. Fundação Getúlio Vargas. *ShaleGas à Espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade*. 2019.

80. Fernanda Delgado. 2020.

81. Adriano Pires e Fernanda Delgado. *Brasil precisa quebrar o monopólio para avançar no setor energético*. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/espaco-do-adriano/brasil-precisa-quebrar-o-monopolio-para-avancar-no-setor-energetico/>.

82. Vale reiterar que o volume e o ritmo da produção nos Estados Unidos teriam ocasionado uma catástrofe ambiental no país, caso os efeitos apregoados pelo movimento do "no fracking" fossem reais e não mitigáveis.

Em contrapartida, o Brasil depara-se com aproximadamente 7.000 poços produzindo óleo e gás de um total de apenas 30.000 perfurados<sup>83</sup>. Observa-se uma grande divergência com relação à quantidade de poços perfurados entre os Estados Unidos e o Brasil. Além disso, nos últimos dez anos, o Brasil importou em média 9,4MMm<sup>3</sup>/d de GNL, tendo como principais fornecedores os EUA, Trinidad e Tobago, Nigéria e Argentina<sup>84</sup>.

Acontece que, enquanto os norte-americanos usufruem dos recursos em prol do desenvolvimento do país, o Brasil renuncia a oportunidades de exploração desse recurso. O que se torna mais um desafio, tanto para a ampliação da malha de escoamento do gás, como para levantamento de recursos voltados para pesquisas com intuito de obter um bom embasamento para enfrentar os fatores ambientais.

Isso posto, um caminho a ser escolhido é o espelhamento das estratégias implementadas na Argentina, como, por exemplo, a expansão da malha de dutos para exportação de gás. As oportunidades são promissoras, a tecnologia avançada está à disposição e não faltam exem-

plos de experiências e melhores práticas que reduzem os possíveis riscos associados ao fraturamento hidráulico. Sendo assim, com os investimentos necessários para estudar as formações geológicas no Brasil, bem como a ampliação das infraestruturas, fomentar-se-ia o mercado por meio da entrada de novos players, a produção de gás a preço competitivo, incrementando a arrecadação dos estados.

Além disso, o envolvimento da sociedade é de extrema importância nesse contexto, que deve ser trabalhado em razão do alinhamento dos objetivos comuns por meio de um plano de comunicação pública com a população, visando a transparência dos riscos associados aos trabalhadores da locação bem como instruir a comunidade das oportunidades envolvidas. Desta forma, o intuito da comunicação é com que a própria sociedade faça parte e seja ativa nas melhorias a serem realizadas na região. Não obstante, deve-se também garantir que a regulação implementada para atividade do fraturamento hidráulico seja capaz de propiciar as melhores práticas operacionais, bem como propiciar incentivos econômicos que possam fomentar a indústria.

83. Adriano Pires e Fernanda Delgado. *Brasil precisa quebrar o monopólio para avançar no setor energético*. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/espaco-do-adriano/brasil-precisa-quebrar-o-monopolio-para-avancar-no-setor-energetico/>.

84. Fundação Getúlio Vargas. *A Aprovação do PL do gás, mas... qual gás*. 2020.

## 5.2 COMUNICAÇÃO PÚBLICA

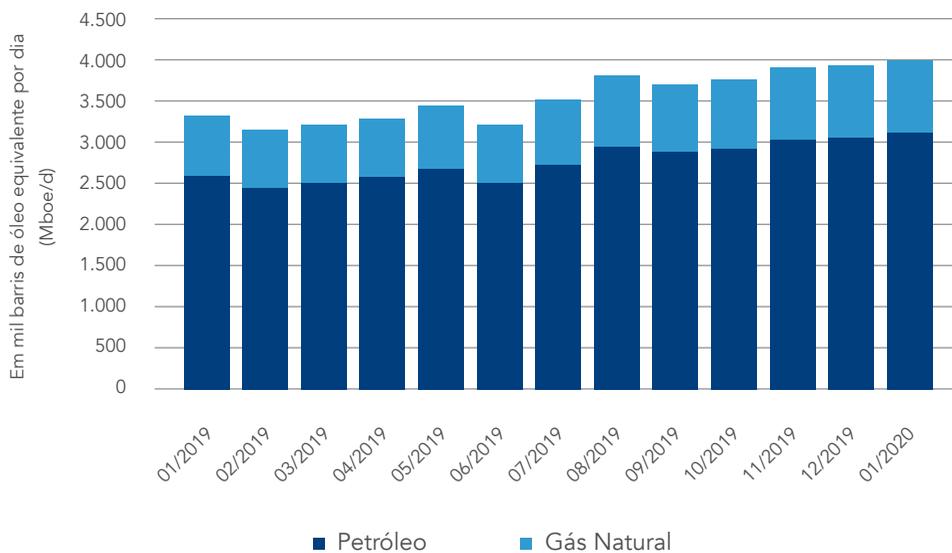
A desmistificação da exploração e produção em campos de formações não convencionais é passo importante para que o Brasil impulse seu potencial energético nos próximos anos. É uma oportunidade que não ficará disponível por muito tempo, tendo em vista a transição energética mundial em curso.

No Brasil, a produção de gás natural, quando comparada à de óleo, é consideravelmente infe-

rior. Analisando dados fornecidos pelo boletim da ANP de janeiro de 2020, nota-se que, enquanto a produção de petróleo foi de aproximadamente 3168 Mboe/d, a de gás natural foi de 873 Mboe/d (ANP, 2020).

Outro dado relevante de se analisar é a origem destes hidrocarbonetos. Segundo dados da ANP, em janeiro de 2020, 96,9% do petróleo e 80,8% do gás natural vieram de campos marítimos. Portanto, verifica-se uma maior relevância da produção *offshore* à *onshore* (ANP, 2020).

FIGURA 5.3: HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL



Fonte: ANP, 2020.

Com isso, é notório como a exploração de campos terrestres brasileiros não tem sido prioridade para o cenário nacional. Contudo, devido

à falta de competitividade do gás natural, o país tem buscado novas alternativas políticas para uma promoção competitiva para o gás.

Tendo em vista este novo cenário de reativação de campos *onshore*, a discussão em torno da utilização das técnicas de fraturamento hidráulico para exploração de campos de baixa permeabilidade estão aflorando. O esforço exploratório é pequeno e existem outros desafios como de ordem regulatória, de infraestruturas e principalmente ambientais.

Portanto, entram alguns questionamentos: se o país possui tal potencial energético porque ainda não foi explorado? Quais investimentos são necessários para incrementar a produção *onshore* no país? Que retornos podem ser esperados? Como explorar recursos não convencionais? É um processo seguro? Importante esclarecer todas estas dúvidas e principalmente, estabelecer uma comunicação pública eficiente e transparente com a sociedade.

Além da parte técnica, é importante estabelecer como a implementação da exploração desses campos pode gerar renda e emprego para o Brasil. Faz-se necessário mostrar a sociedade como a abertura para um setor ainda não explorado e que está em ascensão, pode de fato ser de grande proveito para economia local e nacional.

Outra forma de resistência que cai sobre a exploração desses recursos é aquela que apontam conflitos de grandes potenciais entre a exploração de petróleo e gás e a preservação de outros recursos naturais. Este tipo de resistência esteve

particularmente presente nas atividades *onshore*, as quais costumam gerar impactos socioambientais mais marcantes na população tendo em vista que podem acabar atuando de forma direta nas vidas dos moradores próximos a estes campos como: contaminação do lençol freático, poluição visual, poluição sonora entre outros, quando não adotadas práticas de mitigação.

Diante de todo este cenário de turbulência, e principalmente a falta de comunicação pública de forma efetiva e clara, o Ministério de Minas e Energia criou o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Este programa foi criado com o objetivo de propor medidas de estímulo às atividades *onshore* e em suas cadeias de valor e produtiva, especificamente sobre: diretrizes de política energética e aperfeiçoamento regulatório; promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental, inclusive a elaboração de guia de orientação para agentes econômicos; fomento à pesquisa, desenvolvimento e inovação; promoção da livre concorrência, em especial no que tange à comercialização de petróleo; e estruturação de estudos do potencial de petróleo e gás natural (MME, 2020)<sup>85</sup>.

Para executar todos estes parâmetros, o comitê do programa foi subdividido em quatro outros subcomitês:

85. Relatórios do Comitê REATE 2020: <http://www.mme.gov.br/web/guest/relatorios-do-comite-reate-2020>

**Tabela 5.1: Subcomitês do programa REATE**

|               |   |
|---------------|---|
| Subcomitê I   | - Licenciamento ambiental   |
| Subcomitê II  | - PD&I, Regulamentação e Políticas públicas   |
| Subcomitê III | - Estocagem Subterrânea de Gás Natural<br>- Plano de Comunicação Recursos Não Convencionais<br>- Plano de Trabalho Potencial de Óleo e Gás Onshore<br>- Resumo Bibliográfico das Bacias Onshore<br>- Soluções Tecnológicas para Monetização de Gás Natural em Terra |
| Subcomitê IV  | - Promoção a Livre Concorrências  |

Fonte: Elaboração própria através do site da MME, 2020

O Subcomitê III - Plano de Comunicação de atividades de Exploração e Produção de Recursos Não Convencionais (PCRNC), tem como objetivo geral estabelecer estratégias de diálogo e comunicação social sobre atividades de E&P de campos de baixa permeabilidade. A efetividade deste programa é de grande importância para que as atividades sejam impulsionadas e para desmistificar o tema.

As etapas estabelecidas pelo plano para que haja um nivelamento de informações embasadas tecnicamente sobre óleo e gás natural não convencional, com alcance significativo aos órgãos de governo, entidades e agentes da área do meio ambiente, são:

- 1. Diagnóstico:** Esta primeira fase visa fazer a coleta de dados, ou referenciar atividades populacionais já realizadas, principalmente em regiões propensas em receber atividades de E&P onshore de RCN. Além disso, também deseja-se explorar de forma prática questões relacionadas à percepção públicas.
- 2. Análise:** Realizar a identificação de elementos positivos e negativos que influenciam para a definição do plano de comunicação.
- 3. Identificação de Mensagens-chave:** Para que haja um sucesso com a comunicação pública, faz-se necessário identificar e especificar diferentes públicos-alvo, para cada qual as mensagens a serem enviadas e os meios de divulgação a serem utilizados atendam a especificidade de cada região.

**4. Instrumentos de Comunicação:** Esta etapa visa enquadrar as melhores ferramentas de comunicação a serem utilizadas e que devem mirar na maior compreensão e gestão das informações que influenciarão os aspectos culturais e psíquicos associados às percepções pública.

**5. Diálogo e participação Social:** Prevê em como articular o contato direto com a sociedade e como será realizado esta comunicação. Conta-se com a realização de eventos como webinar de abrangência Nacional e estadual, e será adotada metodologia de acompanhamento e de promoção de maior interação do público nos Webinars, incentivando maior participação e formatação de documentos iniciais de reflexões e de problemas a serem contemplados para utilizações posteriores, inclusive no Plano de Comunicações.

**6. Elaboração de Documentos de Referência:**

Documento Referencial, para servir como uma posição oficial em órgãos públicos e internacional. Uma posição oficial da ciência sobre o tema.

**7. Melhorias no Quadro Legal:** Atuar na estruturação da legitimidade das normas/ regulações diante de instituições formais e informais.

Ao final deste plano, o MME prevê que a distribuição de informações e o conhecimento público sobre seus processos tornem-se algo mais homogêneo perante à sociedade. É mister que se estabeleça uma comunicação pública, de forma que mostre à toda sociedade os processos existentes neste tipo de atividades não convencionais, o uso de suas tecnologias, os possíveis riscos que possam existir para efetuar o processo e principalmente elencar quais são as soluções para mitigar estes riscos.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Boletim da produção de petróleo e gás natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-01-boletim.pdf>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Nova Lei do Gás: PL 6407/2013.

-FGV ENERGIA. O shale gas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de baixa permeabilidade. Disponível em <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-fgv-energia-o-shale-gas-espreita-no-brasil-desmistificando-exploracao-dos>

JASMIN COOPER, LAURENCE STAMFORD & AZAPAGIC. Shale Gas: A Review of the Economic, Environmental and Social Sustainability.

PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS. Petróleo e Gás - Projeto Poço transparente em Reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/apoio-ao-licenciamento-ambiental-da-execucao-do-projeto-poco-transparente-em-reservatorio-de-baixa-permeabilidade>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: SECRETARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatórios do comitê REATE 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/relatorios-do-comite-reate-2020>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: SECRETARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatório subcomitê Potencial de Petróleo e gás onshore. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/relatorios-do-comite-reate-2020>

## 5.3 ECONOMIA, TECNOLOGIA E RECURSOS HUMANOS

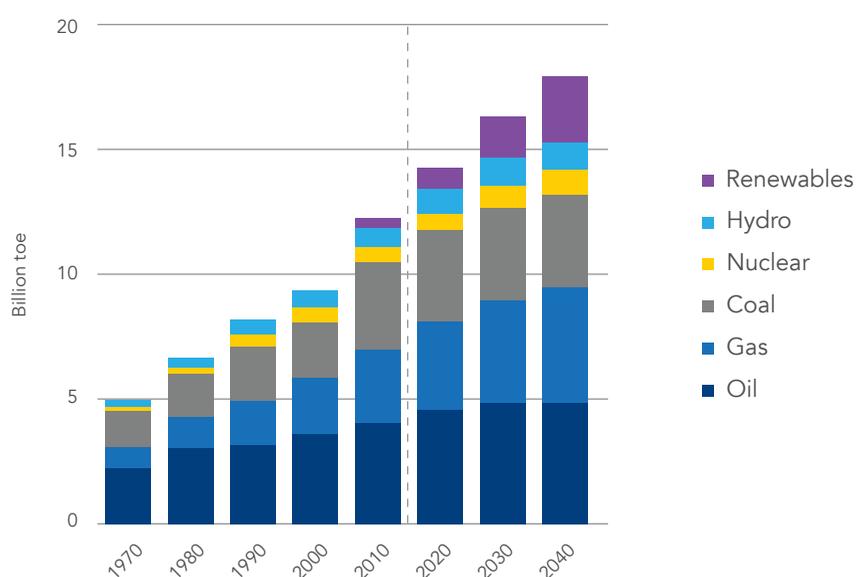
### 5.3.1. GERAÇÃO DE RENDA

O momento atual, em que praticamente todas as discussões no setor energético voltam-se para as perspectivas que a transição energética propõe, pode se revelar extremamente positivo para o Brasil. Quando se fala de uma transição de matriz energética mundial baseada em petróleo para uma baseada em recursos renováveis com baixo impacto ambiental, obviamente não se pode pensar que essa mudança dar-se-á em menos de algumas décadas. Vale destacar que a matriz energética privilegiada do Brasil, já for-

temente baseada em renováveis, é onde o qual o gás natural, objeto desse estudo, vai se inserir mais fortemente. Ao reduzir o desmatamento, por exemplo, o Brasil tem condições de atender metas de emissões, nacionais e internacionais, dando margem, então, ao aproveitamento de um recurso fóssil que traria benefícios econômicos importantes.

Nesse ínterim, o gás há de servir como a fonte transitória e expandir cada vez mais sua participação nas matrizes energéticas (DELGADO, RESENDE & ROITMAN, 2017), como se pode observar na Figura 5.4. Dessa forma há à frente uma janela de oportunidades para geração de emprego e renda e desenvolvimento regional: a exploração de recursos não-convencionais.

FIGURAS.4: HISTÓRICO E PERSPECTIVA DE CRESCIMENTO DE SETORES ENERGÉTICO NO MUNDO.



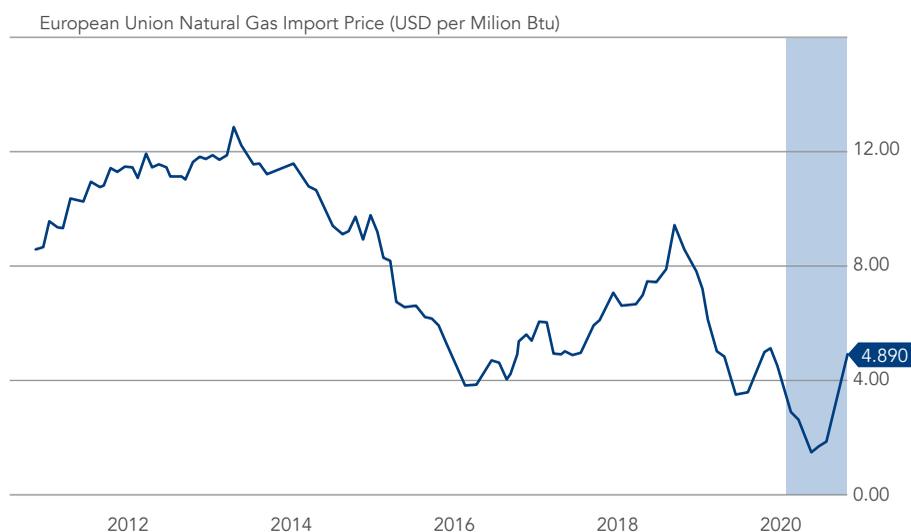
Fonte: BP, 2018.

Após décadas preterindo-se a exploração de gás, o governo brasileiro voltou suas atenções para o setor com o programa REATE. Agora, os não-convencionais, atualmente não explorados em território nacional, estão à espreita e os ganhos em empregos diretos e indiretos, renda, impostos, *royalties*, incremento na produção industrial, diminuição das desigualdades regionais e tantos outros revelam-se cada vez mais evidentes. Essas expectativas foram todas confirmadas onde a exploração de não-convencionais foi implementada: dos Estados Unidos à Polônia, passando pelo exitoso exemplo argentino e outros onde se pôde observar uma inequívoca geração de riqueza. Considerando as realidades sociais e econômicas nacionais, abster-se de abraçar essa oportunidade que se abre

não pode ser uma opção. Apesar da importância das realidades sociais e econômicas, é necessário frisar que a exploração do gás é ambientalmente viável em função das tecnologias de mitigação disponíveis e, portanto, constitui uma oportunidade factível.

Resultado também da crescente exploração de não-convencionais é a vertiginosa queda nos preços de gás, que atualmente são de três a quatro vezes mais baixos que aqueles entre países europeus e a Rússia, como demonstrado na Figura 5.7. Foi esse um dos fatores que levaram a Polônia e a Romênia a desenvolverem a exploração de *shale gas* em seus territórios, tornando-se menos dependentes da Rússia, como grande parte da Europa.

FIGURA 5.7: HISTÓRICO DE PREÇOS DE IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO NA UNIÃO EUROPEIA.



Fonte: Produção própria a partir de dados do Banco Mundial.

Pela lei da oferta e da procura, uma vez que se aumenta muito a oferta do bem, seu preço tende a cair e, se for acompanhado de demanda que acolha essa produção, verifica-se, utilizando o jargão econômico, um aumento de excedente, i.e.ganho, de bem-estar na economia tanto para os produtores quanto para os consumidores. Uma queda de não menos de 54% do preço na boca do poço de 2008 a 2012 culminou em uma redução média de 20% nos preços residenciais, comerciais e, de forma mais significativa, industriais (COOPER, STAMFORD & AZAPAGIC, 2016), na Europa.

Em qualquer lugar do mundo, o suprimento de gás é tão essencial em uma residência quanto o abastecimento de água ou a energia elétrica. O ganho social que se obtém é inequívoco – preços mais baixos de gás implicam não somente geração líquida de riqueza para as pessoas, como também bem-estar. Para ilustrar, basta pensar nas temperaturas de outono e inverno na maioria dos estados americanos e na realidade das famílias mais pobres: o barateamento do gás representa um incremento direto na qualidade de vida e das condições de saúde das famílias.

Não obstante, se a amplitude da geração de bem-estar social de uma maior produção de gás e de seu consequente barateamento já é relevante, quando se observam seus efeitos na economia em si, os ganhos são ainda maiores. Da mesma forma que uma residência, a indústria também conta o abastecimento de gás como essencial para seu funcionamento. Contudo, nesse caso, trata-se de uma escala muito maior, considerando o volume consumido. Entretanto, diferentemente das famílias,

a elasticidade da indústria em relação aos preços tende a ser maior, uma vez que mais facilmente pode transferir-se de um país para outro. Dessa forma, preços mais baixos que os demais países tornaram os Estados Unidos um destino muito atrativo para a o setor industrial. Exemplos de duas indústrias químicas como a DOW Chemical, com investimento de US\$ 4 bilhões no Texas e da Sasol, com investimento US\$ 8,1 bilhões na Louisiana, são prova desse ambiente fruto dos favoráveis preços de gás, que estão de três a seis vezes mais baixos que em outros países desenvolvidos (COOPER, STAMFORD & AZAPAGIC, 2016).

Em termos de salários, verifica-se também uma forte contribuição da indústria de *shale gas*. De 2007 a 2016, na região de Marcellus-Utica, aumento no montante pago em salários nessa indústria correspondeu a 118%, enquanto o aumento médio da indústria como o todo fora de 7%. À época, esses salários correspondiam 0,6% do total de salários de toda a indústria da região, totalizando 3,2 bilhões de dólares. Na década, observou-se que tanto a taxa de crescimento total quanto taxa média de salários dos trabalhadores aumentaram mais que em outras indústrias da região. (BLS, 2018)

De fato, o cenário é extremamente favorável à indústria americana, que começa a recuperar sua competitividade mundial e ainda reduzindo sua dependência de importação de GNL. O boost favorecido pelo gás é estimado em US\$ 72 bilhões em investimentos para 2020, sem contar os US\$ 11,6 bilhões economizados até 2025, como consequência dos preços mais

baixos de combustível e eletricidade (COOPER, STAMFORD & AZAPAGIC, 2016). Uma vez que a indústria encontra um ambiente favorável para crescer, podendo economizar em combustíveis e insumos, mais pode alocar recursos em investimentos que implicam geração de empregos diretos e indiretos, desenvolvimento local, aumento na arrecadação e, em última instância, mais valor agregado ao produto do país.

Essa expectativa confirmou-se ao longo da década de 2010 e as projeções são que continue para as próximas décadas. Como se pode verificar na Tabela 5.2, já em 2010 a exploração de não-convencionais foi responsável pela gera-

ção de 600.000 novos empregos diretos e indiretos, contribuiu em US\$ 76,9 bilhões para o PIB e gerou US\$ 18,6 bilhões em impostos (COOPER, STAMFORD & AZAPAGIC, 2016). Desse cenário, em 2010 até 2015, a indústria do *shale* foi responsável por um aumento no PIB americano de 1%, correspondendo a 10% de seu crescimento no período, ainda que o setor correspondesse a menos de 1,5% da economia americana (MELEK, PLANTE & YÜCEL, 2017). Para 2035, as expectativas são de geração de 1,6 milhão de novos empregos e de uma contribuição para o PIB de US\$ 230 bilhões, além de ganhos acumulativos de mais de US\$ 933 bilhões em impostos e royalties ao longo de 25 anos (YU, 2014).

**Tabela 5.2: Geração de empregos, impostos e contribuição para o PIB nos EUA (2010)**

| Parâmetro afetado                   | Contribuição |          |          |        |
|-------------------------------------|--------------|----------|----------|--------|
|                                     | Direta       | Indireta | Induzida | Total  |
| Geração de emprego (nº. gerado))    | 148143       | 193710   | 259494   | 601308 |
| PIB (milhões de US\$)               | 29182        | 22283    | 25283    | 76880  |
| Ganho em impostos (milhões de US\$) | 9621         | 8825     | 161      | 18607  |

Fonte: COOPER, STAMFORD & AZAPAGIC, 2016

O caso de sucesso que se observa nos Estados Unidos é fruto de uma série de fatores:

- notável experiência na exploração de gás, como os progressivos avanços na principal técnica de extração do gás de folhelho: o fraturamento hidráulico;
- vasto território com baixa densidade demo-

gráfica, que favorece grandes operações de extração, levando em conta que são onshore;

- propriedade privada dos recursos do subsolo;
- liberalização do mercado;
- infraestrutura e
- um sistema relativamente flexível de regulação.

Posto que o proprietário da terra também o é o dono dos recursos do subsolo, é interessante a exploração; logo, o apoio que os americanos dão a operações de extração desses recursos é muito maior que no Brasil ou na Europa. Da mesma forma, a postura do Estado, que se coloca como parceiro da indústria, flexibilizando a regulação, desonerando os empreendimentos e liberalizando o mercado, permitiu o mais fácil acesso das empresas aos gasodutos.

Embora no Brasil não se congreguem todas as vantagens acima mencionadas, ainda assim continua relevante a exploração de não-convencionais em território nacional. Na Europa também os recursos de subsolo são de propriedade estatal e a regulação das operações de extração não são as mais flexíveis. Todavia, Polônia e Hungria, dois países em que a exploração já se faz presente de forma avançada, são exemplos de sucesso que diminuíram a dependência em relação às importações da Rússia, conseguindo pelo desenvolvimento da indústria do *shale* adquirir maior autonomia energética. China e Índia também enxergaram essa oportunidade e passaram a desenvolver a exploração. Já mais próximos ao Brasil, exemplos latino-americanos são México, Colômbia e a bem conhecida Argentina, que conta com uma das maiores reservas estimadas do mundo (COOPER, STAMFORD & AZAPAGIC, 2016).

Um estudo de 2017 da Confederação Nacional da Indústria estimou para a Bahia que com a produção adicional de gás seriam gerados US\$ 7,9 bilhões em impostos, sendo 34% em Imposto de Renda, 29% em *royalties* e 37% em impostos

indiretos sobre o CAPEX. O desenvolvimento das operações de fraturamento hidráulico para exploração de não-convencionais pode trazer consigo uma vasta produção de gás natural (DELGADO & FEBRARO, 2018).

Dessa forma, com um novo cenário de abundância de gás, seus preços tendem a ser mais baixos e competitivos. Isso favorecerá a redução dos custos de produção da indústria, sobretudo dos setores como siderurgia, pelletização de minério de ferro, alumínio, química, cerâmica, vidro e papel e celulose, que são responsáveis por não menos que 70% do consumo de todo o gás utilizado na indústria. Para o setor de química, a expansão da oferta de gás natural e a queda de seu preço para valores mais competitivos pode levar à substituição de 80% do carvão vapor, 80% do óleo combustível e 50% de secundária de petróleo, o que contribuiria para melhorar a competitividade e o crescimento da indústria (CNI, 2015).

Como visto, a infraestrutura já existente e bem desenvolvida foi determinante para a revolução do *shalegas* nos Estados Unidos. Também vale ressaltar também que as bacias de fontes não-convencionais mapeadas no Brasil situam-se, em grande medida no interior. Dessa forma, dado que o interior do País historicamente conta com menos infraestrutura que o litoral, além de geração de emprego e renda para a população local, a indústria de não convencionais pode contribuir para aumentar a infraestrutura de escoamento da produção com uma malha perene de novos gasodutos que interligue o País e possibilite atividades futuras.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

DELGADO, F., RESENDE, L. & ROITMAN, L. Cenários e oportunidades globais para a indústria brasileira de GNL, 2017

BP. BP Energy Outlook, 2018

COOPER, J.; STAMFORD, L. & AZAPAGIC, A. Shale Gas: A Review of the Economic, Environmental, and Social Sustainability, 2016.

BILGILI, F.; KOÇAK, E.; BULUT, Ü. & SUALP, M. NEDİM. How did the US economy react to shale gas production revolution? An advanced time series approach, 2015.

FGV ENERGIA. O shalegas à espreita no Brasil: desmistificando a exploração dos recursos de baixa permeabilidade, 2019.

YU, S. Evaluation of socioeconomic impacts on and risks for shale gas exploration in China, 2014.

CHAMBRIARD, M. & NEVES, P. Petróleo, Gás Natural, Emprego e Renda. Estimativas para 2030, 2020

EPE. Indicadores de Monitoramento da Política de E&P, 2018

U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS. Shale gas production and labor market trends in the U.S. Marcellus-Utica region over the last decade, 2018

MELEK, N; PLANTE, M. & YÜCEL, M. The U.S. shale oil boom, the oil export ban, and the economy: A general equilibrium analysis

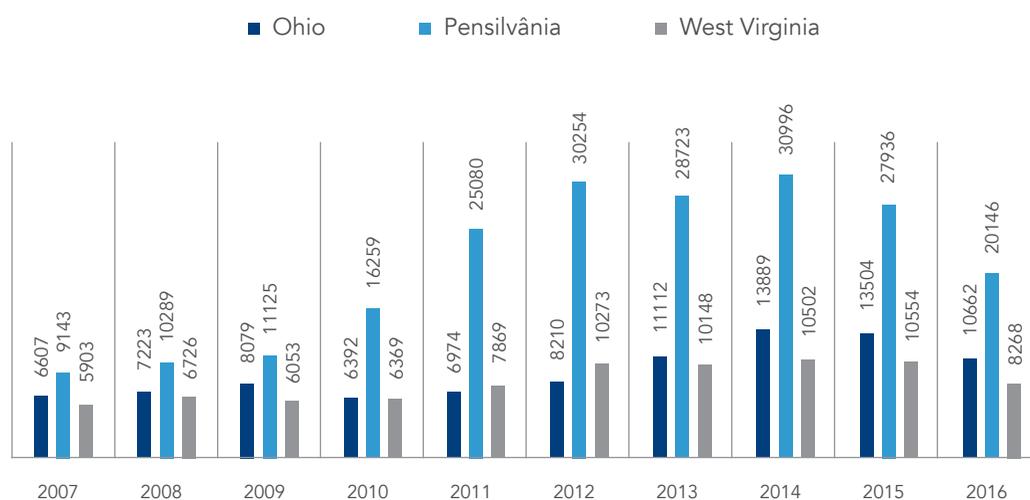
### 5.3.2 GERAÇÃO DE EMPREGO

O Brasil como um país carente de energia para desenvolver, industrializar e para levar oportunidades para o interior do país, aproveitar o *shale gas* para gerar emprego, renda e ainda avançar tecnologicamente não é só importante, mas também oportuno. Vê-se o aproveitamento desses recursos não convencionais como possibilidades reais de produzir e distribuir gás, gerar royalties, empregos diretos e indiretos, conteúdo local e renda de uma forma descentralizada, atraindo pequenas e médias empresas (Delgado, 2020)<sup>1</sup>.

Como já mencionado, ao se observar os EUA, pioneiro na exploração de recursos não convencionais, aparecem as possibilidades reais de produzir e distribuir gás, e, tendo como resultado dessa produção e distribuição, recursos para a economia local de uma forma abundante e descentralizada. Hoje os estados do Nordeste brasileiro consomem GNL importado de regiões dos EUA - como Texas, Pensilvânia e West Virginia. Essas que produzem e exportam para o Brasil, gerando royalties, empregos e riquezas em seus devidos territórios.

Os números de empregos diretos gerados nessas regiões americanas durante o período de 2007 a 2016 podem ser observados na Figura 5.9:

FIGURA 5.9: NÚMERO DE EMPREGOS DIRETOS GERADOS NOS ESTADOS DE OHIO, PENSIUVÂNIA E WEST VIRGINIA ENTRE OS ANOS DE 2007 E 2016.



Fonte: BLS, 2018.

O número de empregados na região nas indústrias de *shale gas & oil* aumentou 80% de 2007 à 2016, superando o crescimento de 1,5% visto para a média de todas as indústrias da região.

Na última década, a Pensilvânia liderou o crescimento do emprego na indústria de *shale*, crescendo 121% de 2007 a 2016, enquanto em Ohio, Texas cresceu 62%, em comparação com o crescimento de 41% em West Virginia (BLS).

O número de empregados nas indústrias de *shale* para esses três estados era de 39.076 em 2016. Durante 2016, o emprego no setor privado combinado nos três estados era de 10,2 milhões. Esse resultado implica que essas indústrias de *shale* representaram cerca de 0,4% do emprego geral na região de Marcellus-Utica.

De 2015 a 2016, o emprego neste setor diminuiu em cada um dos três estados, com a Pensilvânia

apresentando o maior declínio. Desde 2014, tanto os preços do gás natural quanto o número de sondas na região caíram, exercendo pressão para baixo no número de empregados.

De acordo com 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).

Segundo dados coletados da consultoria IHS (2014), o setor de *shale gas & oil* deve gerar a seguinte quantidade de empregos diretos e indiretos nos EUA no período de 2015 à 2035:

**Tabela 5.3: Expectativa de geração de empregos por shale&oilgas.**

| Nº de Trabalhadores por setor | 2012      | 2020      | 2035      |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Shale oil                     | 845.929   | 1.345,987 | 1.390,157 |
| Shale gas                     | 902.675   | 1.639,181 | 2.208,481 |
| Total de trabalhadores        | 1.748,604 | 2.985,168 | 3.498,678 |

Fonte: IHS (2014).

Além disso, a geração de novos empregos por meio do *shale gas* pode ajudar com questões de desigualdade de gênero na indústria de petróleo e gás: por exemplo, nos EUA, 46% dos novos empregos no setor de petróleo e gás foram ocupados por mulheres em 2013 (Czebiniak, 2014). Entretanto, apesar disso, não há estudos que examinem mais detalhadamente as questões relacionadas à igualdade no emprego.

Porém, dificuldades ocorrem no caminho. No final de 2019 as empresas de shale dos EUA começaram a cortar orçamentos e funcionários à medida que as perspectivas do preço do petróleo diminuía. Muitas empresas de pequeno e médio porte começaram a reduzir suas metas de produção em meio às projeções de preços sombrios. Esses sinais de retração surgem quando o setor de shale acaba de começar a gerar o fluxo de caixa que há muito tempo já foi exigido pelos investidores, que estão cansados de expansões de perfuração sem retorno (Reuters, 2019).

Antes da Vaca Muerta, a Argentina dependia do gás que vinha por meio de gasodutos da Bolívia. Agora, com a grande produção e exploração de shales no sudoeste do país, a Argentina busca replicar o sucesso do boom do shale nos EUA. O que antes era uma infraestrutura para receber o gás, agora se reinventa para explorar e exportar seu próprio gás e assim gerar empregos e renda dentro do seu território.

A Argentina projeta em breve substituir a Bolívia na importação de gás natural via gasoduto para o Brasil. Pretende dobrar a sua produção de petró-

leo e gás no período entre 2018 e 2023 e triplicá-la até 2030 (BRAGA; ALMEIDA, 2015). 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 (FGV).

No Brasil, dentre as potenciais áreas identificadas, a Bahia apresenta uma 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 três na área de Tucano. Após a revolução tecnológica que permitiu a exploração do shales e redução do custo dessa técnica, a atratividade da bacia do Recôncavo aumentou. 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).

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).

Para se ter uma dimensão da importância do investimento na produção onshore, somente na cidade de Mossoró, no Rio Grande do Norte, 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 na Figura 5.10, que destaca a elevação do nível de empregos no país:

FIGURA 5.10: GERAÇÃO DE EMPREGOS DIRETOS E INDIRETOS COM A PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM TERRA NO BRASIL



Fonte: CNI, 2017





# 6

CAPÍTULO

**Eduardo Pereira** – IEE/ USP

**Hirdan Catarina** – IEE/ USP – RCGI

**Edimilson Moutinho** - IEE/ USP – RCGI

**João Carbone Neto** – Rede GasBras

**Anabal Santos Júnior** - Associação Brasileira dos  
Produtores Independentes de Petróleo e Gás – ABPIP

**José Fernando de Freitas** – Solução Energia  
Atividades e Expertise

# Recomendações para o desenvolvimento de uma indústria não-convencional no Brasil

---

## 6.1 ATIVIDADES E EXPERTISE

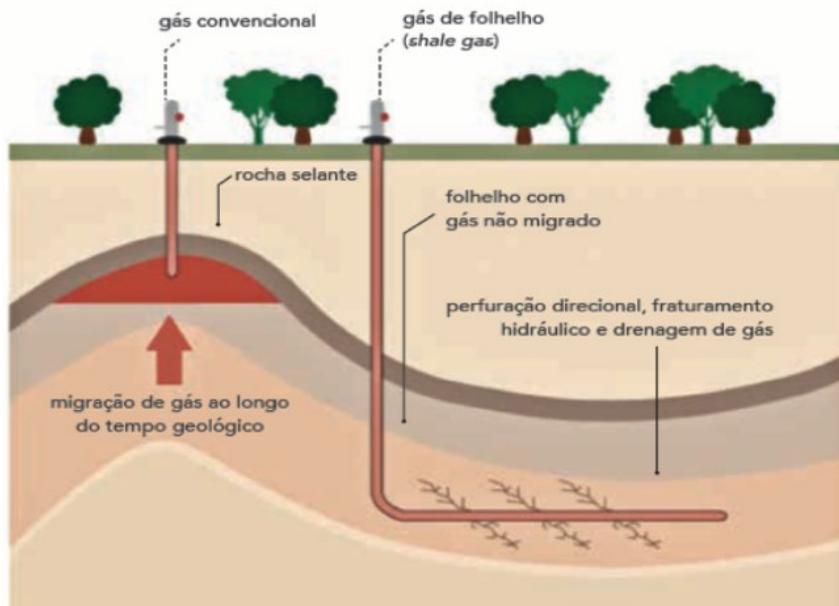
O desenvolvimento das atividades de petróleo e gás não convencionais demandam amplos compromissos em todas as esferas que estão envolvidas no curso da extração e produção de recursos não convencionais. Isso dá origem a uma certa quantidade de questões que devem ser devidamente consideradas a fim de desenvolver efetivamente as atividades acima mencionadas.

A extração e produção de não convencionais inclui principalmente duas técnicas de exploração utilizadas de forma conjunta: perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (também conhecido como *fracking*, em inglês). Conforme a exposição dos capítulos anteriores, podemos resumir de forma simplificada que a perfuração horizontal se refere ao processo de perfuração de um poço no ponto logo acima da localização da jazida alvo de petróleo ou gás,

desviando então o furo com uma inclinação quase horizontal e perfurando até que o alvo seja alcançado<sup>86</sup>. Esta atividade é eficaz, pois a maioria das jazidas de petróleo e gás são mais extensas em suas dimensões horizontais. O fraturamento hidráulico, por sua vez, é um dos métodos mais eficazes de estimulação para extração de petróleo e gás de locais subterrâneos profundos. O processo de fraturamento hidráulico começa a partir da perfuração vertical de um poço que posteriormente é revestido com aço e cimento (para evitar qualquer vazamento para as águas subterrâneas). Após atingir a camada profunda da rocha (conhecida como rocha matriz), o poço é perfurado horizontalmente ao longo dessa camada

rochosa. Quando o poço está pronto, completamente perfurado e cimentado, o fluido químico (normalmente, água, areia e aditivos) misturado é bombeado para baixo sob alta pressão, levando à fratura da rocha, criando fissuras e fendas que irão interconectar os poros, através das quais o petróleo e o gás vão fluir<sup>87</sup>. A água tem a capacidade de exercer a pressão necessária para abrir as fraturas, carregando, ao mesmo tempo, toneladas de areia para o interior das fraturas. Quando a pressão é aliviada, os líquidos retornam à superfície, enquanto a areia, que permanece, é responsável por manter as fraturas abertas de forma a criar canais de alta permeabilidade, facilitando a extração.<sup>88</sup> Conforme ilustrado a seguir.

FIGURA 6.1: TÉCNICA DO FATURAMENTO HIDRÁULICO



Fonte: ECODEBATE, 2013

86. A <https://www.dmr.nd.gov/ndgs/documents/newsletter/2008Winter/pdfs/Horizontal.pdf>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

87. <https://www.livescience.com/34464-what-is-fracking.html>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

88. Delgado et al. O shalegas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019.

As principais preocupações de tais métodos, especialmente o fraturamento hidráulico, são as devidas salvaguardas ambientais e climáticas<sup>89</sup>.

O princípio ambiental da precaução é relevante neste tema. Este princípio impõe uma obrigação ao Estado de se abster de autorizar ou executar uma atividade, como perfuração ou fraturamento, quando não há certeza científica da magnitude, causalidade e probabilidade de dano, bem como de tomar medidas para evitar danos graves e desproporcionais ao meio ambiente e à saúde pública<sup>90</sup>. O princípio da precaução cria uma condição explícita para uma experiência abrangente na área de extração e produção não convencional dos hidrocarbonetos. Portanto, há quatro questões principais relacionadas com a expertise e condições a ser levada à atenção: 1) fatores geológicos e estimativa de recursos de petróleo e *shale gas*, 2) estrutura regulatória, 3) salvaguardas ambientais e 4) desenvolvimento tecnológico. Todas estas questões estão intima-

mente ligadas e devem ser tratadas em conjunto entre si.

O princípio estipula que a não adoção de medidas de mitigação não se justifica quando não se tem certeza sobre os impactos de uma ação. “Princípio 15: Com a finalidade de proteger o meio ambiente, os Estados deverão aplicar amplamente o critério de precaução conforme suas capacidades. Quando houver perigo de dano grave ou irreversível, a falta de certeza científica absoluta não deverá ser utilizada como razão para que seja adiada a adoção de medidas eficazes em função dos custos para impedir a degradação ambiental”.

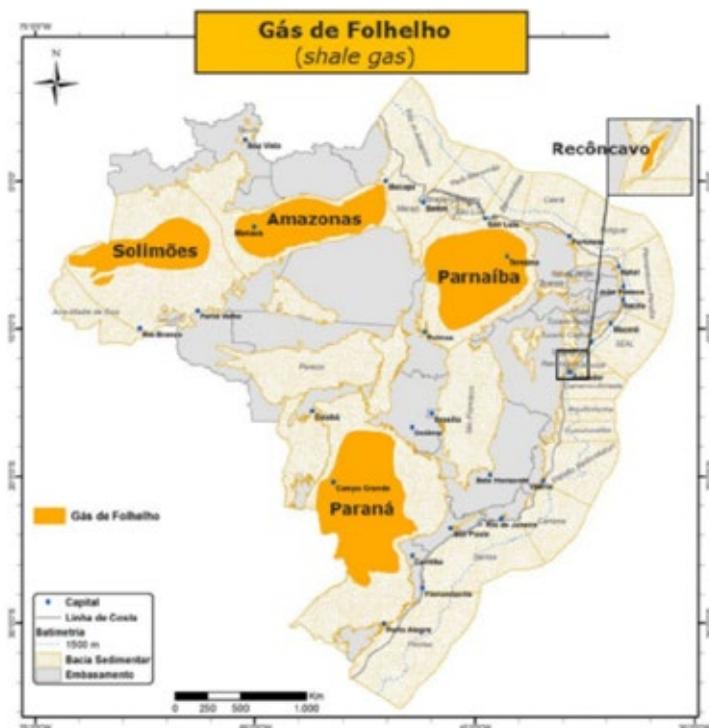
O Brasil possui grande potencial de recursos de *shale gas* recuperáveis nas bacias do Paraná, Solimões e Amazonas<sup>91</sup>, tornando-o um dos maiores detentores de *shale gas* do mundo, estando, assim, entre os 10 maiores, conforme mostrados nas figuras 6.2 e 6.3, respectivamente.

89. Em muitos países, especialmente membros da ONU, existem várias políticas que foram adotadas para a extração de gás não convencional. Estas vão desde a proibição da fraturamento hidráulico na França até certas perfurações e testes de fraturamento hidráulico na Polônia. Veja mais sobre os hidrocarbonetos não convencionais e as recomendações e expectativas da ONU em relação ao petróleo e gás não convencionais: [https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas_en). Acesso em 30 de novembro de 2020.

90. <https://gnhre.org/2020/01/06/the-legal-status-of-fracking-worldwide-an-environmental-law-and-human-rights-perspective/>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

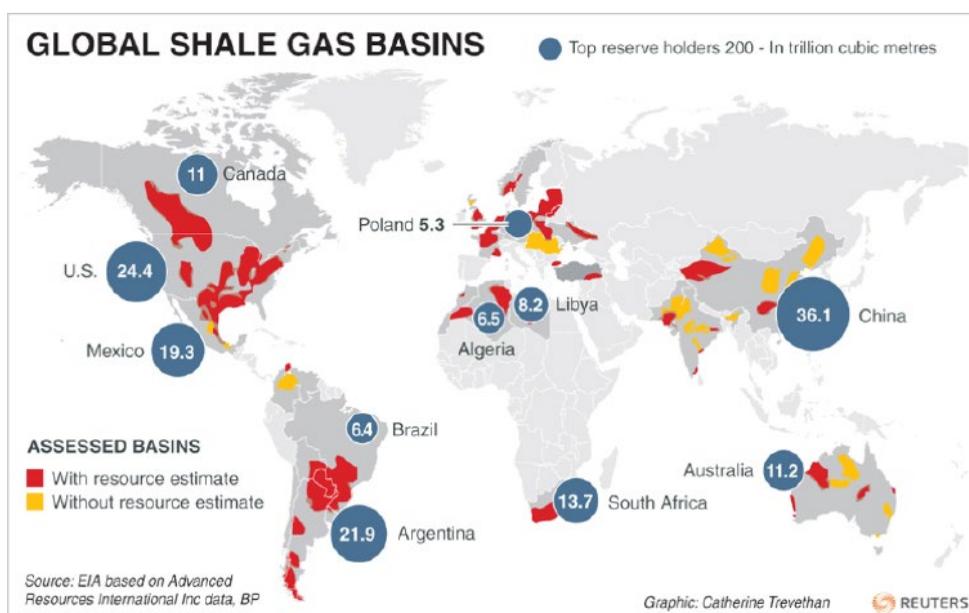
91. <https://www.hartenergy.com/exclusives/shale-gas-brazils-radar-30219>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

FIGURA 6.2: BACIAS SEDIMENTARES COM POTENCIAL DE SHALEGAS.



Fonte: EPE, 2019.

FIGURA 6.3: BACIAS SEDIMENTARES COM POTENCIAL DE SHALEGAS.



Fonte: World Affairs Council of Pittsburgh, 2014.

Apesar de o Brasil possuir características geológicas excepcionais, é importante frisar para o fato de que as bacias brasileiras carecem de maior estudo e análises, conforme abordado nos capítulos anteriores. A extração não convencional de hidrocarbonetos ajudaria, sem dúvida, o abastecimento energético e a competitividade do mercado. No entanto, na realidade, o potencial de hidrocarbonetos não-convencionais brasileiro é complicado de ser desenvolvido devido a certas medidas implementadas para proibir o fraturamento hidráulico nas maiores bacias - por exemplo, a Lei 19.878 do Estado de Paraná de 2019<sup>92</sup>, que, após 10 anos de moratória<sup>93</sup>, foi a primeira lei estadual no Brasil a proibir o fraturamento<sup>94</sup>.

De toda forma, cabe ressaltar que até o presente momento não existe experiência relevante de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais no Brasil,<sup>95</sup> o que levanta algumas preocupações sobre a necessidade de regulamentos e políticas especiais que esclareçam o caminho para a extração de recursos não convencionais. Conseqüentemente, as medidas decorrentes da judicialização precoce e indevido do processo no Brasil implicam na estagnação do desenvolvimento da indústria não convencional e residem não apenas na proibição do fraturamento em certas áreas no Brasil, mas também na ausência de disposições específicas que expres-

samente permitiriam e incentivariam a extração e produção de recursos não convencionais.

As referidas medidas de judicialização ocorreram principalmente como resultado do possível impacto nocivo das atividades não convencionais de petróleo e gás sobre o meio ambiente. Por exemplo, o princípio de precaução mencionado anteriormente tornou-se o argumento base para proibir o fraturamento hidráulico no Estado de Santa Catarina em 2019<sup>96</sup> para fins de segurança ambiental.

Os riscos ambientais envolvem: potencial contaminação das águas subterrâneas com os produtos químicos de fraturamento; riscos de uso da água em áreas restritas; resíduos líquidos e sólidos pondo em risco a água superficial e o solo; riscos de derramamentos e tremores.<sup>97</sup>

Além do mais, cabe ressaltar que a potencial barreira ambiental refere-se diretamente ao desenvolvimento tecnológico como uma das formas de minimizar e resolver as questões ambientais. O desenvolvimento tecnológico deve ser considerado em dois aspectos: as novas abordagens para as atividades não convencionais e os equipamentos que permitiriam ganhar vantagem competitiva entre os empreiteiros e demais *stakeholders*. Ambos os aspectos, dado

92. O Estado da Paraná Lei No. 19.878 de 2019.

93. O Estado da Paraná Lei No. 18.947 de 2016.

94. <https://news.bloomberglaw.com/environment-and-energy/parana-state-becomes-the-first-in-brazil-to-ban-fracking>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

95. Ibid.

96. O Estado de Santa Catarina Lei No. 17.766 de 2019.

97. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2012/01/Shale-Gas-A-Global-Perspective-ENG.pdf>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

o devido reconhecimento, permitiriam minimizar os riscos, especialmente os ambientais, e otimizar o processo de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico.

Entretanto, a experiência tecnológica requer uma quantidade significativa de financiamento financeiro, criando uma espécie de barreira econômica. Entretanto, muitas das empresas de serviços estão procurando exportar as técnicas utilizadas com sucesso para os mercados internacionais.<sup>98</sup> Embora o problema possa surgir no contexto da possibilidade de utilizar as técnicas e equipamentos estrangeiros devido a fatores como: normas locais obrigatórias para os equipamentos, fatores de diferença geológica, custos etc.

Apesar de ter pouquíssima ou quase nenhuma experiência com poço não convencional, o Brasil é mais do que experiente na perfuração de poços horizontais, montagem, instalação e uso de equipamentos específicos para alta pressão, potência hidráulica e mistura de produtos químicos. Tudo isso em ambiente offshore, o que aumenta muito o risco e a complexidade das operações. Ou seja, o Brasil tem condições de lidar com tais desafios que a indústria dos não convencionais requer e que o próprio desenvolvimento das áreas ultra profundas do pré-sal comprovam esse argumento.

Em termos de tecnologia, a produção de óleo e gás não convencionais requer também mais infraestrutura do que apenas poços e equipa-

mentos para perfurar e extrair os hidrocarbonetos, caso a área de exploração não disponha de atividade exploratória anterior. Após a exploração, a indústria precisa de uma variedade de equipamentos e instalações para produzir, processar, transportar e entregar petróleo e gás das áreas de produção para os mercados<sup>99</sup>. O debate ambiental também tem se preocupado com as questões em torno da infraestrutura.

Além disso, questões ecológicas que surgem perto da infraestrutura de recursos não convencionais (poluição do ar e da água, qualidade de vida ao redor dos oleodutos, plantas de gás e etc.) estão causando controvérsias por parte das comunidades que vivem ao redor de tal infraestrutura. Cabe salientar que essa infraestrutura necessária ao acesso e escoamento da produção já existe em boa parte das bacias produtoras de petróleo e gás convencionais.

Todas as barreiras mencionadas acima afetam a possibilidade de um maior desenvolvimento da extração de recursos não convencionais. Por um lado, existe uma maior dificuldade que pode ser justificada com a atitude social negativa em relação a estas atividades. Mas por outro lado importante os recursos não convencionais continuam sendo um dos caminhos mais prospectivos da indústria, uma vez que ela proporciona as enormes quantidades das fontes de energia recuperáveis. Este nível de importância conduz inevitavelmente ao seu desenvolvimento, exigindo os estudos das atividades e a especializa-

98. O [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale\\_gas\\_in\\_Europe\\_revolution\\_or\\_evolution/\\$File/EY-Shale\\_gas\\_in\\_Europe\\_revolution\\_ou\\_evolution.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale_gas_in_Europe_revolution_or_evolution/$File/EY-Shale_gas_in_Europe_revolution_ou_evolution.pdf). Acesso em 30 de novembro de 2020.de 2020.

99. <https://www.earthworks.org/campaigns/infrastructure/>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

ção de todas as áreas envolvidas. Quanto mais esta indústria se desenvolve, maior é a possibilidade de que sejam encontrados caminhos mais “amigáveis” em termos de ambiente e tecnologia de extração não convencional de petróleo e gás. Isto é basicamente dependente do progresso do desenvolvimento técnico. A experiência americana já é bastante rica em soluções ambientalmente amigáveis, inclusive no que se refere à infraestrutura.

Este desenvolvimento e especialização necessários também podem ser afetados pela volatilidade do mercado. Os compromissos financeiros e respectivos custos podem afetar os preços de mercado do petróleo e gás extraídos de forma não convencional. No momento de se voltar para os mercados internacionais, talvez seja possível que esses compromissos sejam compensados por toda a longa duração do desenvolvimento e da produção de tal recurso.

Somadas todas as vantagens da extração de recursos não convencionais, este método necessita da maior experiência possível para seu desenvolvimento e expansão com sucesso no Brasil. Um maior desenvolvimento e progresso também seria refletido em regulamentos legais contendo disposições para a extração não-convencional de petróleo e gás.

Apesar de desafiador, o cenário no qual o Brasil se encontra, é notável que os assuntos relacionados à extração de shales têm se tornado destaque. Reconhecer a relevância do gás natural na matriz

energética brasileira aliado a uma segurança e independência energética motivou os avanços nas aprovações do Decreto nº 10.336/2010, com um Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), com o Projeto do Poço Transparente, e com programas governamentais como o novo marco regulatório do setor de gás natural, também conhecido como a Nova Lei do Gás, Projeto de Lei nº 6.407/2013 e o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE -2020).

## 6.2 NEGÓCIOS, DESENVOLVIMENTO DO CAPITAL HUMANO E TECNOLOGIA

Outros tipos de compromissos no desenvolvimento de recursos não convencionais incluem oportunidades de negócios, envolvimento do capital humano e desenvolvimento tecnológico. Todos eles estão intimamente relacionados com os assuntos discutidos na seção anterior.

A fim de desenvolver com sucesso a indústria não convencional, as amplas oportunidades de negócios devem estar disponíveis aos investidores. A indústria não-convencional, dadas todas as barreiras que foram discutidas na seção anterior, pode oferecer riscos relevantes para o investimento. No entanto, esta área exige muito apoio financeiro dos investidores, por sua vez, prometendo grandes retornos, já que o próprio processo de extração e produção de recursos não-convencionais é, às vezes, melhor resultado do que os métodos tradicionais<sup>100</sup>.

100. <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/unconventional-oil-resource>

Na atividade exploratória e de produção dos recursos não convencionais, o conceito de “se drenar um reservatório” encontrado é substituído por uma “fábrica de poços” a ser desenvolvida para extração dos hidrocarbonetos presentes na formação geradora. A quantidade de poços é geralmente muito maior e de execução complexa, envolvendo serviços e ferramentas especiais. A escala desses projetos é de suma importância para redução dos custos do investimento para sucesso dele.

A indústria não convencional de petróleo e gás requer um desenvolvimento contínuo, o que significa que ela tem frequente necessidade de investimentos. Ao mesmo tempo, os desafios que são enfrentados como consequência de várias barreiras (expertise, tecnologia, maior concorrência com outros players) tendem a frear o apetite por investimentos não convencionais para o início da produção<sup>101</sup>.

Para que a indústria de gás não convencional alavanque, é necessária a combinação dos fatores mencionados acima, a qual, no Brasil, ainda é o principal desafio a ser vencido. Um exemplo de sucesso da combinação de fatores são os Estados Unidos.

O exemplo dos Estados Unidos não é peculiar apenas no seu marco regulatório. Mas muitos outros fatores como (i) a existência de múlti-

plos fornecedores e compradores, consequentemente o livre mercado funciona de maneira eficaz, permitindo preços com alta competitividade, (ii) acesso a crédito e financiamento com maior facilidade, (iii) o preço não é controlado pelo estado e há a ausência de monopólio fazendo com que as barreiras de entrada sejam quase inexistentes. Outro ponto importante, com relação à infraestrutura é a questão da existência de uma extensa malha de gasodutos, o que não é uma realidade brasileira ainda.<sup>102</sup> Ou seja, é quase inviável replicar o sucesso dos Estados Unidos e, por isso, é importante ter cautela ao comparar o sucesso de tal país em outro lugar. Contudo, há muito a se aprender com o sucesso americano e na sua evolução dos não convencionais, mas com as suas devidas cautelas e proporcionalidade.

Os custos da extração não convencional de petróleo e gás dependem de diversos fatores que incluem: o nível de especialização no país anfitrião (tanto geológico quanto tecnológico), a localização das bacias alvo, pressão do reservatório, características da rocha, número de fraturas, a disponibilidade da infraestrutura, a capacidade do Estado/Stakeholders de comercializar os recursos extraídos, abastecimento de água e propante, além da perfuração e completação.<sup>103</sup> Isso significa que, para iniciar um projeto de extração não convencional, no qual as empresas internacionais e nacionais estariam

101. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2012/01/Shale-Gas-A-Global-Perspective-ENG.pdf>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

102. Delgado et al. O shalegas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019.

103. El Baz. Bright economics of unconventional oil and gas. 2017. Disponível em: <https://egyptoil-gas.com/features/bright-economics-of-unconventional-oil-and-gas/>. Acesso em 13 de outubro de 2020.

mais propensas a investir, deveria haver toda uma combinação de circunstâncias: uma reserva suficientemente grande no local localizado não muito distante, conectada às próximas etapas das atividades de petróleo e gás com os meios de transporte adequados etc.

O avanço no desenvolvimento dos não convencionais está associado a uma série de benefícios, no qual o mais mencionado é relacionado ao desenvolvimento econômico, englobando oportunidades de emprego, de infraestrutura, receitas e impostos. A grande quantidade de shales, associado ao seu custo de produção que pode vir a ser inferior ao desenvolvimento de gás convencional, aproximadamente entre 50-60%, resulta na conclusão de que as operações de shales podem diminuir os preços globais do gás natural e fragmentar monopólios de longa duração devido à facilidade de competição global.<sup>104</sup> Outro exemplo no qual se pode notar a geração de empregos é na América do Norte.

Além disso, da perspectiva dos investidores, há pelo menos três elementos necessários do projeto não convencional, possíveis de serem estabelecidos pelos países anfitriões, nos quais as empresas teriam maior probabilidade de investir: 1) garantias de investimento; 2) um regime regulatório bem desenvolvido; 3) políticas fiscais adequadas.

Os recursos não convencionais devem ser suficientemente grandes para garantir o tremendo investimento em tempo e dinheiro necessários para extraí-lo e explorá-lo plenamente. Os reservatórios devem estar suficientemente próximos aos mercados para facilitar a distribuição<sup>105</sup>. As empresas privadas precisam do apoio de seu país para desenvolver a capacidade de produção de shale-gas em larga escala. Um regime regulatório bem desenvolvido e estável, acesso previsível a permissões e licenças e subsídios governamentais para exploração e desenvolvimento são cruciais.<sup>106</sup> Os governos, por sua vez, querem algumas garantias de que os projetos não convencionais de petróleo e gás sejam tão bem-sucedidos quanto possível, levando a um grande aumento da economia nacional. Outra boa oportunidade para o Estado é a possibilidade de tornar-se o exportador de recursos não convencionais, especialmente para os países que anteriormente foram importadores. Com os depósitos de shales sendo encontrados em áreas que anteriormente não tinham reservas de gás exploráveis, a produção de gás não convencional poderia transformar países que tradicionalmente importam gás natural em produtores, tornando-os pelo menos mais autossuficientes com os suprimentos domésticos.<sup>107</sup>

As empresas privadas talvez não sejam capazes de desenvolver uma indústria de shales

104. Kånoglu; Soytaş. The Impact of information provision on the social acceptance of shale gas development: A review-based inclusive model. 2018. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2018.00083/full>. Acesso em 13 de outubro de 2020.

105. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2012/01/Shale-Gas-A-Global-Perspective-ENG.pdf>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

106. Ibid.

107. Ibid.

em escala real por conta própria. Elas precisam de seus governos locais para apoiá-las com uma combinação de subsídios financeiros diretos, investimentos em infraestrutura de transporte e ambientes regulatórios favoráveis. Dado o atual ambiente econômico, é incerto se os governos estarão dispostos a se comprometer com estes investimentos<sup>108</sup>. Além disso, a fim de manter a viabilidade financeira dos investidores, surge a necessidade de uma previsão cuidadosa das necessidades financeiras futuras e do financiamento potencial. A razão para isso é que as empresas que investem nos projetos não convencionais terão que sobreviver por um longo período de tempo antes de obterem lucro. Assim, incentivos financeiros para investir em recursos não convencionais, rede de transmissão e pesquisa e desenvolvimento parecem ser, entre outras coisas, a resposta apropriada para mitigar o aumento do custo do projeto de extração do recurso não convencional<sup>109</sup>.

Outra questão importante da indústria não convencional é seu impacto sobre o desenvolvimento dos recursos humanos. É evidente que o desenvolvimento de uma indústria de tal perspectiva como a do petróleo e gás não convencional afetaria dramaticamente a economia local dos países anfitriões. Um dos elementos que reflete seu progresso é o aumento do nível de

emprego como resultado da criação de novos postos de trabalho e de deixar as comunidades locais entrarem no mercado de trabalho. Isto também permitiria obter as novas habilidades e tecnologias necessárias dos outros países, mais desenvolvidos, e de outras partes envolvidas.

A indústria precisa continuar a priorizar seu capital humano, especialmente quando o país começa a reabrir e quando a indústria se recupera e começa a readmitir<sup>110</sup>.

Outro ponto de destaque, são as estimativas de arrecadação governamental que decorrem das atividades de exploração e produção em campos *onshore*. Conforme ilustrado na figura a seguir.

A tecnologia é uma grande preocupação na esfera dos recursos não convencionais, pois pode se tornar a força motriz para o aumento ou a diminuição dos custos de extração não convencional. Como já foi mencionado anteriormente, a especialização tecnológica na indústria não convencional abrange mais do que apenas equipamentos. A tecnologia ali refere-se também às diferenças e técnicas dos métodos não convencionais (isto é, perfuração horizontal e fraturamento hidráulico) e toda a infraestrutura que garante o sucesso das etapas seguintes, tais como produção, transporte e distribuição dos recursos.

108. Ibid.

109. <https://digitalcommons.law.lsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1026&context=jelr>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

110. <https://www.winston.com/en/thought-leadership/esg-capital-access-and-the-future-of-the-oil-and-gas-industry.html>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

A indústria de petróleo e gás deve continuar a investir capital significativo em inovação tecnológica, incluindo tecnologias que a ajudarão na transição para um futuro com baixa emissão de carbono. Estas novas tecnologias e linhas de negócios alternativas serão a chave para o sucesso contínuo e atrairão capital que poderá ajudar a sustentar as operações de petróleo e gás existentes à medida que a transição continuar. Muitos bancos, investidores institucionais e fundos soberanos em todo o mundo já começaram a avançar na direção de sair do financiamento de combustíveis fósseis. Portanto, o foco da indústria na inovação com um olho na transição inevitável para um futuro de baixo carbono será crítico<sup>111</sup>.

Segundo a previsão energética desenvolvida pela ExxonMobil, até 2040 os recursos não convencionais representarão 30% da produção mundial de gás. Além disso, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), os recursos de *shalegas* dobraram a quantidade de gás recuperável estimado e revelaram que esses recursos estão distribuídos de forma mais homogênea do que se conhecia anteriormente. Além dos EUA, Argentina, Austrália e China são os países mais avançados no desenvolvimento de *shalegas*. Aliás, a exploração de gás não convencional está em vias de desenvolvimento, mas com maiores dificuldades na Europa, incluindo Polônia, Suécia, Irlanda, Alemanha, Áustria e Hungria.<sup>112</sup>

Outro ponto que vale a pena destacar são os investimentos decorridos da extração de recursos não convencionais. No momento em que o país dispõe destes recursos, permitindo a entrada de novos *players* consequentemente os investimentos aumentam. Um exemplo disto são os EUA. Com o desenvolvimento do mercado de gás e o *boom* do *shalegas*, houve uma redução do preço do gás, atraindo olhares dos investidores para suas indústrias. Recentemente ocorreu um investimento realizado por grandes empresas químicas, como a *DOW Chemical* e a *Sasol*, com a finalidade de construção de novas unidades de produção nos Estados Unidos. A primeira investiu US\$ 4 bilhões na construção de instalações novas situadas no Texas, enquanto a *Sasol* investiu US\$ 8,1 bilhões na Louisiana. Além da geração de emprego, como já citado anteriormente, isso proporciona aumento no PIB à medida que ocorre o aumento do número de empregos totais.<sup>113</sup>

### 6.3 MÍDIA E ENGAJAMENTO PÚBLICO

Na era da digitalização, as mídias sociais desempenham um papel importante em todos os assuntos socialmente relevantes e permitem ao público em geral reunir um amplo acesso às informações sobre tais assuntos. Ela também dá à sociedade uma oportunidade de se envolver na tomada de decisões sérias que afetam o público e para que

111. Ibid.

112. International Labour Organization. Current and future skills, human resources development and safety training for contractors in the oil and gas industry. 2012.

113. Cooper. *Shale gas: a review of the economic, environmental, and social sustainability*. 2016. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ente.201500464>. Acesso 14 de outubro de 2020.

suas opiniões sejam levadas em consideração pelos órgãos decisórios. Por outro lado, é difícil avaliar com precisão a aceitação ou não sobre as questões relacionadas à extração de recursos não convencionais uma vez que a percepção pública é influenciada por diversos fatores, sendo o mais determinante a falta de conhecimento sobre a técnica, causado em grande escala pela defasagem de comunicação perante a sociedade.<sup>114</sup>

Desta forma, a falta de investimento, de infraestrutura, de dados geológicos e, até mesmo, de comunicação com o público, fazem com que a extração do *shalegas* torne-se algo quase que inviável face às opiniões públicas, uma vez que as desvantagens estão muito mais expostas e destacadas na grande maioria dos meios de comunicação, quando comparadas às divulgações das vantagens.

De acordo com uma pesquisa elaborada pelo PewResearch Center for the People and the Press (2012), somente 26% dos americanos ouviram muito sobre a questão de fraturamento hidráulico, 37% ouviram pouco e 37% não conheciam sobre o assunto. Levando em conta a porcentagem que conhecia sobre o assunto, 52% são favoráveis ao seu uso e 35% reagiram negativamente. Já em Nova York, 44% reagiram negati-

vamente, enquanto 43% são a favor da extração. Ademais, 45% acreditam que os benefícios econômicos superariam o receio com relação ao meio ambiente, enquanto 81% pensaram na quantidade de empregos gerado e 48% acreditam que ocorra um alto prejuízo ao meio ambiente.<sup>115</sup>

No Reino Unido, os resultados da pesquisa realizada mostram que a conscientização tem aumentado nos últimos anos. Em contrapartida, mesmo com essa crescente, os resultados são considerados inconclusivos e conflitantes. Isso porque muitas pessoas associam o *shalegas* com terremotos, contaminações de água e energia mais barata. No entanto, apesar das pessoas mencionarem com frequência a contaminação da água e o ar, elas não têm certeza do real impacto, causando uma opinião indefinida.<sup>116</sup>

Algumas populações, particularmente aquelas não expostas anteriormente a operações de perfuração ou produção, expressaram preocupações e incertezas ambientais. As preocupações sociais incluem várias questões potencialmente causadas pelas atividades não convencionais da indústria, desde o aumento do tráfego de caminhões, até a rejeição da indústria como resultado da falta de compreensão pública ou da falta de transparência da indústria.<sup>117</sup>

114. Delgado et al. O shalegas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019.

115. Boudet et al. "Fracking" controversy and communication: Using national survey data to understand public perception of hydraulic fracturing. 2013.

116. Cooper et al. *Shale gas: a review of the economic, environmental and social sustainability*. 2016. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ente.201500464>. Acesso em 14 de outubro de 2020.

117. <https://digitalcommons.law.lsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1026&context=jelr>

Além da preocupação dos cidadãos referente às questões ambientais, há também a insegurança quanto ao retorno financeiro frente à propriedade da terra. O Estado do Paraná possui um elevado potencial para extração de *shalegas*, no entanto, a localidade geográfica destas acumulações coincide com locais que tem valor econômico justamente pela produtividade deste solo.

A resposta da mídia às notícias sobre expansão e desenvolvimento da indústria não-convencional é diferente. Da perspectiva da segurança energética nacional e internacional, o petróleo e o gás não convencionais são geralmente considerados como uma saída e uma boa oportunidade para impulsionar a economia nacional dos países produtores. Entretanto, assim como toda produção de energia, métodos não convencionais de extração de petróleo e gás criam riscos de segurança e ambientais, que inevitavelmente se tornam sujeitos a um debate. Enquanto a segurança ambiental da produção de *shalegas* ainda está sendo estudada, muitos produtores estão encontrando forte oposição de grupos ambientais com base em preocupações de saúde e segurança relacionadas à tecnologia de fraturamento hidráulico e ao uso de água, já que esta operação requer um alto volume de água. Além disso, para os opositores do uso de recursos não convencionais, todas as barreiras discutidas na Seção 1 e no capítulo 4 tornam-se uma base para argumentar contra ela.

A quantidade significativa de contexto negativo da extração não convencional de recursos de petróleo e gás na mídia social e na opinião pública sem dúvida pode e irá prejudicar o desenvolvimento desta indústria. Em particular, isto é relevante para os processos de fraturamento hidráulico nas áreas altamente povoadas. O pior resultado de tal opinião pública negativa para a indústria é a proibição total ou parcial ou pelo menos a suspensão das atividades de fraturamento hidráulico em alguns locais ao redor do mundo tal como no Reino Unido, França, Alemanha, Bulgária, África do Sul e até em algumas províncias/estados na Argentina, Estados Unidos e Austrália.<sup>118</sup>

Claramente, muitos membros da indústria percebem que é preciso fazer mais para mudar a opinião pública e promover a confiança do público. Os stakeholders precisam mostrar que compreendem plenamente a geologia das formações de gás não convencional e sabem como modelar com precisão o impacto da fratura hidráulica.

Como mostra o impacto de reputação do derramamento de petróleo no Golfo do México e o desastre nuclear do Japão, seja na perfuração offshore ou na produção de energia nuclear, qualquer lapso ambiental ou de segurança pode manchar toda a indústria e atrair mais regulamentação. Todos os agentes do setor precisarão considerar a adoção de práticas de ponta para

118. <https://gnhre.org/2020/01/06/the-legal-status-of-fracking-worldwide-an-environmental-law-and-human-rights-perspective/>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

mitigar o impacto ambiental, preservar a reputação e evitar regulamentações mais rigorosas que poderiam impedir o crescimento do setor.<sup>119</sup>

Isso é importante para que todas as preocupações do público sejam cuidadosamente tratadas pelo país anfitrião e pelos produtores. O bom exemplo é como os Estados Unidos lidaram com o impacto em potencial do fraturamento hidráulico no abastecimento de água potável, que foi muito debatido. Em resposta à preocupação do público, o Congresso dos EUA orientou a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) a conduzir pesquisas para examinar a relação entre fraturamento hidráulico e recursos de água potável<sup>120</sup>.

Embora muito consolidada e amplamente usada em alguns países, e apesar do aproveitamento de tais recursos fornecerem uma competitividade e oferta maiores de gás natural, resultando em novos investimentos e desenvolvimento tanto local e regional, na estimulação da expansão da malha de gasodutos e no desenvolvimento de novos mercados, a realidade no cenário brasileiro é bem diferente. No Brasil, a técnica está no início e deparando-se com diversas barreiras, seja no âmbito político e jurídico quanto na infra-

estrutura e aceitação por parte da sociedade e do limitado conhecimento geológico.<sup>121</sup>

As operações não convencionais têm o maior impacto sobre as comunidades que vivem nas proximidades das áreas em torno do local de destino. As necessidades e preocupações de cada comunidade local são diferentes e precisam ser atendidas pelas empresas que realizam a extração de recursos não-convencionais. Por exemplo, em 2014, a Exxon Mobil Corporation emitiu o relatório sobre o gerenciamento de riscos do desenvolvimento de recursos não convencionais.<sup>122</sup> Este relatório contém algumas boas práticas de cooperação com as comunidades locais no que diz respeito ao impacto das operações não convencionais que elas conduzem.<sup>123</sup>

Os principais métodos de tal cooperação mencionados no relatório são: transparência, *feedback*, atividades de preservação ambiental, melhoria da qualidade de vida nas comunidades pelas quais operam, e outros métodos. Além disso, o relatório menciona os oficiais especiais treinados para lidar com as emergências e enfatiza a necessidade de incentivar a resposta e preparação para emergências.<sup>124</sup>

119. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2012/01/Shale-Gas-A-Global-Perspective-ENG.pdf>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

120. [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale\\_gas\\_in\\_Europe\\_revolution\\_or\\_evolution/\\$File/EY-Shale\\_gas\\_in\\_Europe\\_revolution\\_ou\\_evolution.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale_gas_in_Europe_revolution_or_evolution/$File/EY-Shale_gas_in_Europe_revolution_ou_evolution.pdf). Acesso em 30 de novembro de 2020.

121. Viana; Andrade. Aspectos regulatórios e ambientais acerca do faturamento hidráulico: um comparativo entre o Brasil e o mundo. 2019.

122. <https://www.exxonmobil.co.id/-/media/Indonesia/Files/Unconventional-Resources-Development-Risk-Management-Report.pdf>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

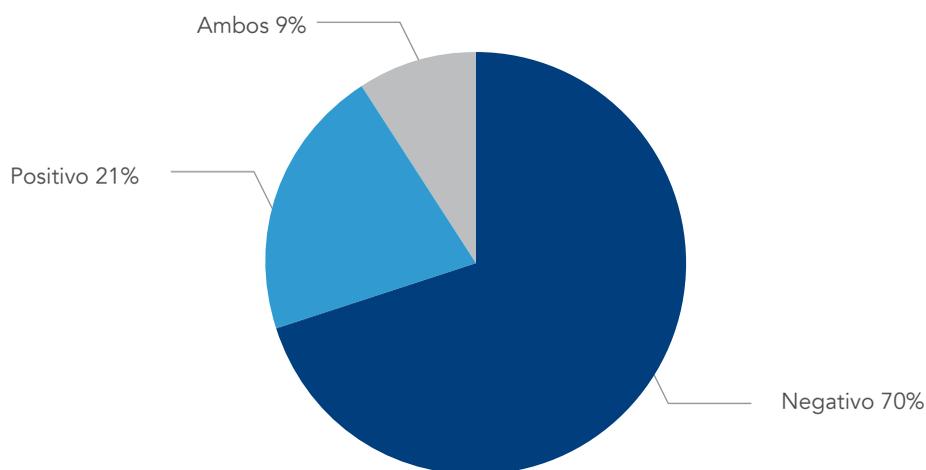
123. Ibid.

124. Ibid.

Um estudo realizado pela FGV Energia (2019), levantou um total de 520 artigos sobre o impacto dos métodos não convencionais sobre o meio ambiente e à saúde humana.<sup>125</sup> Os estudos acerca desse assunto tiveram início em 1999, tendo um aumento expressivo a partir de 2014.<sup>126</sup>

Ainda, segundo este estudo,<sup>127</sup> os artigos possuem, majoritariamente, caráter negativo, principalmente associados a eventos de contaminação e falhas operacionais, conforme mostrado no gráfico abaixo.

FIGURA 6.6. PROPORÇÃO DE ESTUDOS QUE ANALISARAM IMPACTOS POSITIVOS, NEGATIVOS E AMBOS.



Fonte: FGV Energia, 2019

Com base nos dados expostos, é possível compreender a importância da comunicação e engajamento social seja pela mídia, das redes sociais

e, principalmente, do desenvolvimento de novos trabalhos, comunicando à sociedade de forma clara e simples.

125. Delgado et al. O shalegas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019.

126. Ibid.

127. Ibid.

## 6.4 REGULAÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS

Em alguns países, os órgãos governamentais impuseram certas limitações à realização de operações não convencionais de petróleo e gás, que vão desde a suspensão (e.g. Inglaterra, Holanda, Colômbia, Costa Rica e África do Sul) até a proibição total das atividades relacionadas, particularmente, a fraturamento hidráulico (por exemplo, França, Escócia, País de Gales, Irlanda, Bulgária ou Uruguai).<sup>128</sup> A ocorrência de tais limitações é causada por algumas sérias preocupações e riscos associados aos métodos de extração de recursos não-convencionais. Esses riscos podem ser divididos em quatro categorias principais: 1) riscos regulatórios; 2) riscos ambientais; 3) riscos geopolíticos; e 4) riscos financeiros.

Quanto ao primeiro grupo, os riscos regulatórios, pode ser considerado como a categoria principal que torna todos os outros riscos relacionados subsidiários, mas que podem causar sérios desafios se não forem geridos adequadamente. O sistema regulatório pode ser referido como um conjunto de processos que incluem o estabelecimento de requisitos e normas regulatórias, a elaboração de leis e regulamentos, a implementação de controles para verificar se a prática atende aos requisitos.<sup>129</sup> Portanto, estes três elementos devem ser

analisados em conjunto com os riscos regulamentares na indústria não-convencional.

A Portaria Interministerial 198/2012 tratou da criação da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), regulamentando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades.<sup>130</sup> O artigo 24 dessa norma prevê que os conhecimentos e as informações durante a realização da AAAS serão considerados validados e deverão ser utilizados por todos os agentes envolvidos no licenciamento ambiental, inclusive do Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA).

Posteriormente, através da Resolução ANP 21/2014, foram regulamentados os requisitos a serem cumpridos pelos agentes interessados na utilização da técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.<sup>131</sup> No Art. 8º dessa Resolução, encontra-se previsto que para a aprovação do fraturamento hidráulico pela ANP, o operador deve apresentar uma série de documentos, entre os quais, destaca-se o inciso I que traz a obrigação de entrega da licença ambien-

128. <https://gnhre.org/2020/01/06/the-legal-status-of-fracking-worldwide-an-environmental-law-and-human-rights-perspective/>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

129. [http://www.unece.org/fileadmin/DAM/trade/Publications/WP6\\_ECE\\_TRADE\\_390.pdf](http://www.unece.org/fileadmin/DAM/trade/Publications/WP6_ECE_TRADE_390.pdf) acesso em 30 de novembro de 2020.

130. Para maiores detalhes, veja: Portaria Interministerial 198/2012. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/sgom/meio/portaria-198-2012-aaas.pdf>. Acesso em 22 de janeiro de 2021.

131. Resolução ANP 21/2014. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/abril&item=ranp-21--2014>. Acesso em 22 de janeiro de 2021.

tal com autorização específica para essas operações, com antecedência mínima de sessenta dias do início da perfuração.

De modo geral, no Direito Ambiental brasileiro, o licenciamento ambiental é regido pela Lei 6.938 de 1981 (Política Nacional do Meio Ambiente) que prevê no seu art. 10, a obrigação de licenciamento ambiental para a “construção, instalação, ampliação e operação de estabelecimentos e atividades que façam uso de recursos ambientais, considerados eficazes ou potencialmente poluidores, bem como aqueles que tendam, sob qualquer forma, a causar degradação ambiental” (Redação dada pela Lei Complementar nº 140, de 2011). Além disso, esta lei estabelece o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA)<sup>132</sup>. Através de várias resoluções do CONAMA, as normas de licenciamento ambiental foram detalhadas<sup>133</sup>.

Portanto, o sistema de licenciamento ambiental considerando qualquer atividade econômica efetiva ou potencialmente poluidoras é suficientemente detalhado sob a legislação brasileira, o que abrange as operações não convencionais. A Resolução ANP 21/2014 acima mencionada define a “fratura hidráulica em reservatório não convencional” como a “técnica de injeção de fluidos

pressurizados em um poço, em volumes acima de 3.000 m<sup>3</sup>, com o objetivo de criar fraturas em uma formação rochosa particular cuja permeabilidade é inferior a 0,1 mD, permitindo a recuperação dos hidrocarbonetos contidos nesta formação”.

Além disso, a Resolução também contém requisitos para aprovação de procedimentos de operações de extração de recursos não convencionais (estudos e levantamentos) e regulamentos técnicos. A Resolução em questão afirma também que a aprovação do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais pela ANP dependerá da “apresentação pelo operador de licença ambiental emitida pelo órgão competente, com autorização específica para operações de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais, quando aplicável.” No entanto, a legislação ambiental brasileira não define o que deve ser incluído dentro da licença ambiental e quais estudos de apoio seriam necessários.<sup>134</sup> Geralmente, esta Resolução é o único marco regulatório no Brasil no que diz respeito às questões de segurança operacional das operações não convencionais de extração de petróleo e gás.

Como já foi mencionado anteriormente na Seção 1 deste capítulo, no Brasil existem alguns entes

132. O CONAMA é um conselho consultivo e deliberativo que tem como objetivo aconselhar, estudar e propor ao Conselho de Governo, diretrizes para políticas governamentais para o meio ambiente e recursos naturais, e deliberar, no âmbito de sua competência, sobre padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essenciais para uma qualidade de vida saudável.

133. Veja: Resolução CONAMA 01/1986; Resolução CONAMA 23/1994; Resolução CONAMA 237/1997.134. Foreign and Commonwealth Office. Shale Gas Study. 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/shale-gas-study-2016.pdf>. Acesso em 15 de outubro de 2020.

134. Foreign and Commonwealth Office. Shale Gas Study. 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/shale-gas-study-2016.pdf>. Acesso em 15 de outubro de 2020.

estatais que proibiram a realização de operações de fraturamento hidráulico, como resultado de seu potencial impacto ambiental. Surge um sério risco regulatório: as áreas alvo com quantidades significativas de *shalegas* já não podem ser desenvolvidas, o que significa duas coisas: em primeiro lugar, há menos locais disponíveis para o desenvolvimento da extração de recursos não convencionais, cuja pesquisa supostamente exigiria mais compromissos; em segundo lugar, existe a ameaça de que as áreas remanescentes com alto potencial para o desenvolvimento de petróleo e gás não convencional serão impedidas de conduzir também as operações não convencionais.

O próximo aspecto relacionado aos riscos regulatórios associados ao desenvolvimento da indústria não convencional são os mecanismos de controle. Em geral, existem dois tipos de relatórios: internos e internacionais. Tais relatórios contêm em primeiro lugar informações sobre os impactos ambientais, pois é uma preocupação principal com as operações não-convencionais. Os mecanismos de relatórios internacionais incluem relatórios de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e outras questões relacionadas ao meio ambiente que são colocadas sob um controle especial dos órgãos internacionais autorizados. Sem dúvida, tais mecanismos de controle e relatórios requerem financiamento adicional e provavelmente afetariam os preços

do produto final produzido a partir dos reservatórios não convencionais de petróleo e gás.

A prática internacional sobre os riscos ambientais demonstra que os impactos ambientais potenciais da perfuração horizontal e das atividades de fraturamento hidráulico exigem uma experiência completa. Os piores efeitos negativos identificados podem excluir a possibilidade e a justificativa das atividades, o que significa que alguns campos não podem ser explorados de forma alguma. Os potenciais efeitos ambientais são diretamente influenciados por uma série de fatores: 1) condições geológicas; 2) tecnologia aplicada; 3) a experiência anterior na exploração de petróleo e gás, etc.<sup>135</sup>

Os principais riscos ambientais são os efeitos potenciais da operação de extração não convencional no solo, água e ar. O nível de riscos varia de um local para outro e depende dos fatores geológicos, das tecnologias utilizadas e das medidas de proteção ecológica tomadas. Os riscos ambientais podem ser mitigados pelo conhecimento cuidadoso e minucioso dos fatores relevantes na área alvo, juntamente com a consideração das experiências anteriores sobre os regulamentos de tais riscos e, se necessário, a rejeição das extrações de recursos não convencionais (nos casos em que os riscos são maiores do que a renda potencial).

135. <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2212567115002312?token=1110CBE6795462F07B2A28124BE1FEA9EF630771DA9D7AD4ECC1B7DDE4151146A18E4E10DD0D6BF23BCD21F6FA42F58C>. Acesso em 30 de novembro de 2020.

136. Foreign and Commonwealth Office. Shale Gas Study. 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/shale-gas-study-2016.pdf>. Acesso em 15 de outubro de 2020.

Um estudo realizado pelo *Foreign & Commonwealth Office* (2015) levantou os principais riscos associados à exploração de não convencionais e de convencionais. Tal levantamento considerou riscos como: conservação da biodiversidade e da natureza; uso do solo e geologia, incluindo sísmica induzida; recursos hídricos; qualidade do ar; mudanças climáticas; resíduos; patrimônio cultural; paisagens e saúde.<sup>136</sup>

O relatório mostrou que a maioria dos riscos e impactos associados à extração de recursos não convencionais são comuns àqueles associados ao desenvolvimento de petróleo e gás convencional. Com base na semelhança apresentada, existe um grande conjunto de práticas disponíveis e conhecidas com o objetivo de minimizar e mitigar os riscos. As medidas de mitigação foram identificadas em cada tópico considerado.<sup>137</sup>

O próximo grupo de riscos é o dos riscos geopolíticos. O setor energético tornou-se a principal área de competição intergovernamental, portanto não é de se admirar que as posições dos governos na cena internacional dependam muito de seus possíveis compromissos no setor energético internacional, bem como de suas circunstâncias energéticas domésticas. Os movimentos estratégicos dos governos no setor energético podem afetar o mercado internacional de recursos e a situação de investimento. Especialmente na esfera relacionada à nova indústria em perspectiva, garantindo a estabi-

lidade e o desenvolvimento da segurança energética internacional.

Quanto à situação do mercado internacional de energia, uma das opiniões sobre esse assunto é que não apenas o desenvolvimento da indústria não convencional permitiria que os países anteriormente dependentes da importação de recursos se tornassem independentes, mas também existe a possibilidade de que tais países ricos em recursos se tornem abertos para a exportação dos recursos extraídos de forma não convencional.

Por último, mas não menos importante, a seguir se pontuam os principais riscos financeiros referenciados na literatura internacional<sup>138</sup>:

- A decisão dos novos produtores de produzir o petróleo e o gás não convencionais apenas para uso doméstico ou também para o mercado internacional. A regulamentação deste risco depende das circunstâncias internas de cada estado produtor, incluindo a situação demográfica, as necessidades domésticas em conjunto com a população. É possível que alguns países produzam quantidades de petróleo e gás maiores do que aquelas que atendem às necessidades da população. Em algumas circunstâncias, a possibilidade de transportar os recursos não está totalmente desenvolvida e a localização dos poços não convencionais é remota, levando à necessidade de investimentos extras na infraestrutura.

137. Ibid.

138. Ibid.

- As empresas que investem na extração não convencional de petróleo e gás terão que sobreviver por um longo período antes de obterem o lucro real. Com relação a todos os riscos e à longa vida do próprio projeto de extração, a falta de experiência nessa indústria em algumas regiões pode fazer com que os investidores evitem financiar os projetos não-convencionais.

Portanto, esta esfera relativamente nova suporta muitos riscos que devem ser gerenciados de forma eficaz a fim de incentivar os investimentos nos projetos não convencionais de petróleo e gás em muitos países.

Postas as dificuldades brasileiras para a exploração de tais recursos e compreendida a potencialidade do país, são imprescindíveis incentivos específicos para o desenvolvimento desta indústria, como por exemplo: redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%, o que já ocorreu, bem como a isenção de PIS-COFINS. Criar uma política industrial e tecnológica visando o desenvolvimento da cadeia de fornecedores do gás não convencional, destinar recursos públicos para investimento em estudos e treinamento técnico para os órgãos estaduais e federais envolvidos com o licenciamento das atividades de E&P referente à extração de *shalegas*. Ademais, focar no desenvolvimento de um ambiente que seja atrativo aos investidores, promovendo o livre acesso à infraestrutura de transporte, organizar leilões de compra de gás pelas distribuidoras e termelétricas e revisar as regras para projetos de

geração termelétricas, mas com as devidas proteções e cautelas ambientais.<sup>139</sup>

Além disso, o Ministério de Minas e Energia (MME, 2018), com o objetivo de caminhar rumo ao início dessas atividades no Brasil, agrupou as recomendações em cinco principais grupos, sendo eles:

- Realizar o projeto do poço transparente em bacias sedimentares distintas, especialmente na Bacia do Recôncavo, justamente por ter conhecimento sobre a geologia da região e com históricos de perfurações e fraturamento hidráulico de baixa intensidade em reservatórios convencionais. Foi sugerido, também, uma maior participação dos Governos Estaduais, Ministérios Públicos e Órgãos Ambientais Estaduais;
- Revisão do disposto no art. 3º, inciso VI, alínea c, do Decreto Federal nº 8.437/2015, a qual regulamenta a Lei Complementar nº 140/2011, para que o licenciamento ambiental da exploração e produção de petróleo e gás seja realizado por um único ente federativo e elaborar normativa que preveja itens mínimos a serem seguidos pelo órgão ambiental no processo de licenciamento. Além disso, é necessário intensificar o diálogo com o MMA e IBAMA com o objetivo de sanar possíveis dúvidas referentes aos riscos ambientais;
- Desenvolver uma estratégia de comunicação coordenada e estruturada que atinja toda a população, identificando os pontos focais para

139. Delgado et al. O shalegas à espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. 2019. .

a implantação do projeto do poço transparente e difundindo os impactos econômicos para as regiões;

- Realizar acompanhamento, via representantes da Embaixada do Brasil na Argentina, as reuniões setoriais da Mesa de Vaca Muerta, buscando desenvolver cooperação internacional para fomentar o desenvolvimento de tecnologias nacionais e tratar de temas de interesse para o desenvolvimento da atividade e redução dos 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), introduziu no Plano de CT&I para petróleo e gás natural orientações para incentivar 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, objetivando promover a investigação tecnológica e capacitação de recursos humanos para garantir a viabilidade e a segurança da atividade.

- Avaliar o potencial que a região da *Vaca Muerta* pode ofertar a empresas brasileiras de equipamentos e serviços, as quais podem ajudar a suprir essa demanda de serviços relacionadas a atividades de hidrocarbonetos não convencionais.<sup>140</sup>

Por fim, recursos não convencionais têm um potencial relevante no território brasileiro e podem vir a trazer diversos benefícios à sociedade brasileira com geração de empregos, arrecadação de tributos e desenvolvimento econômico. Contudo, os desafios legais e riscos ambientais precisam ser devidamente pontuados e sanados. Para isso é necessária uma política de comunicação social que lide com esses temas e deixe, de forma transparente e clara para a sociedade, o que se passa, os benefícios, os riscos e as mitigações que serão tomadas. Além do mais, experiências de países com moratórias e restrições devem ser analisadas com maior atenção para aprendermos as lições positivas e negativas do desenvolvimento de reservatórios não convencionais em outras jurisdições.

140. Ministério de Minas e Energia. A experiência da Argentina na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em jazidas de baixa permeabilidade na Província de Neuquén. 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/20182/737e67ff-bec5-2fde-21d6-3ec4310b8be0>. Acesso em 15 de outubro de 2020.



# 7

CAPÍTULO

Hugo Manoel, Diego Baleeiro, e Rafael Bastos Silva

Ministério de Minas e Energia

# O Poço Transparente - Programa REATE 2020

---

O Poço Transparente consiste na perfuração pioneira no Brasil de ao menos um poço horizontal em reservatório de baixa permeabilidade, com a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico em estágios, e consequente teste da capacidade de produção da formação.

---

Todos os dados adquiridos pelo Projeto antes, durante e depois da perfuração serão publicados na internet, conferindo total transparência sobre todos os materiais e técnicas empregados, bem como a respeito das ações de controle e monitoramento relacionadas à atividade. Desse modo, a sociedade terá fatos e dados concretos para analisar, fomentando a avaliação acerca dos riscos e dos retornos relacionados à aplicação dessa tecnologia em solo nacional.

Nesse sentido, serão publicados dados técnicos do poço, tais como: profundidade e diâmetro

dos revestimentos, qualidade da cimentação dos revestimentos, profundidade do poço, parâmetros de perfuração, dados sobre o fraturamento (número de estágios, pressões aplicadas, alcance das fraturas), monitoramento de microsismicidade, composição do aquífero antes e depois da estimulação, volume e composição de sólidos e fluidos injetados e também dos afluentes, destinação do fluido de *flowback*, dados de produtividade do teste de formação, dentre outros.

Os órgãos públicos responsáveis pela regulamentação e pelo licenciamento da atividade

acompanharão ativamente todas as etapas de planejamento e da execução do poço, de tal forma que o aprendizado adquirido com tal experiência será utilizado para o aprimoramento dos regulamentos técnicos, instruções e exigências desses mesmos órgãos para as futuras atividades voltadas para a exploração e produção de recursos não convencionais no Brasil.

Apresentado pelo Ministério de Minas e Energia ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI, o Poço Transparente foi qualificado, por meio do Decreto 10.336, de 5 de maio de 2020, como projeto de interesse estratégico e conta prioridade nacional perante todos os agentes públicos nas esferas administrativa e controladora da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios. Dessa maneira, reveste-se de importância na medida em que se propõe a validar técnicas e procedimentos de monitoramento, tanto do poço quanto do ambiente no seu entorno, além de prover a sociedade com informação técnica de qualidade e sem viés. Isso permitirá implementar a tecnologia de forma ambientalmente segura, além de aumentar o conhecimento do potencial associado a esse tipo de recurso no país. Neste sentido, a avaliação dos procedimentos de monitoramento contribuirá com o refinamento da Resolução ANP nº 21/2014, que regulamenta o uso da técnica de fraturamento hidráulico voltado para recursos não-convencionais, assim como poderá subsidiar a normatização ambiental pelas autoridades competentes.

O Projeto do Poço Transparente tem, portanto, como objeto precípua a produção de conhecimento acerca da viabilidade de utilização de recursos de reservatório de baixa permeabilidade

em bacias sedimentares terrestres, em condições seguras para o meio ambiente e para a saúde humana, e ser base para o estabelecimento de um arcabouço regulatório que trará segurança técnica, ambiental e jurídica.

A equipe responsável pelo desenvolvimento do Projeto Poço Transparente vem realizando avaliações e reuniões com diversos agentes públicos relacionados ao tema no sentido de estabelecer:

- i. os critérios de seleção de áreas para implantação do poço-piloto;
- ii. os critérios técnicos para conduzir o licenciamento ambiental com base em parâmetros de segurança adequados e benchmarking internacional;
- iii. os critérios técnicos e econômico-financeiros para seleção de parceiros privados capazes de executar o Projeto;
- iv. os contatos com representantes de Universidades e Centros de Pesquisas que possam contribuir com o tema, no Brasil e no Exterior;
- v. os contatos com o Ministério Público Federal, para convidá-los a acompanhar todas as fases de estruturação e implantação do Projeto, com total integração com os demais entes públicos envolvidos, no sentido de não apenas facilitar a viabilização do Projeto, mas para que decisões futuras sejam tomadas, seja pelo Poder Executivo Federal, seja pelos órgãos e instituições de controle, dentro de suas competências, com base em dados e informações científicas sobre o tema.

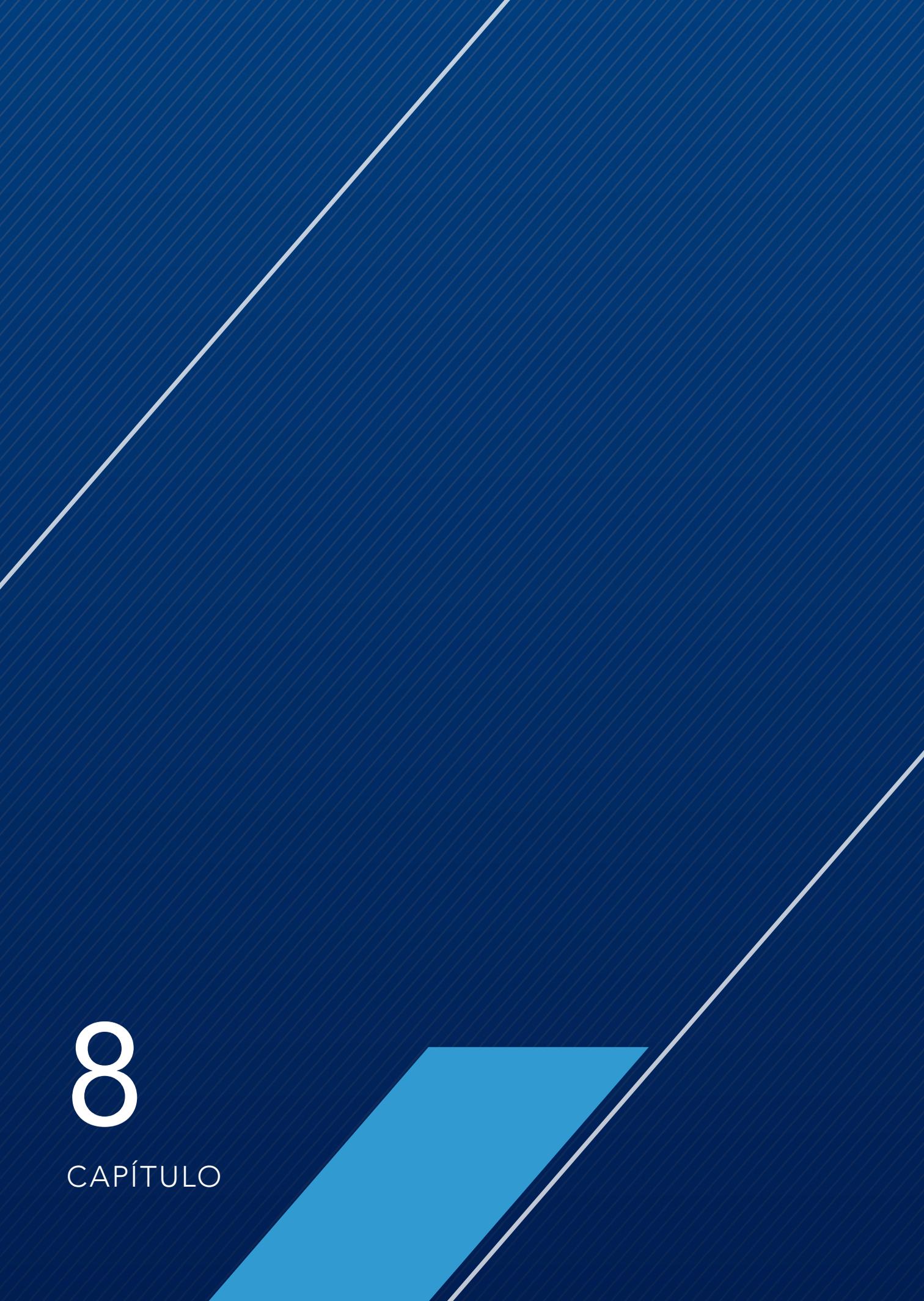
A localização do Projeto piloto ainda não foi definida. Entretanto as áreas com maior potencial para receber o Projeto estão nas bacias sedimentares

maduras brasileiras, como por exemplo a Bacia do Recôncavo. Esta bacia se diferencia pelas características geológicas, logísticas e operacionais favoráveis à implantação do Projeto. No Recôncavo estão *plays* com potencial para a produção de recursos não-convencionais como, por exemplo, a Formação Candeias. Existe ainda infraestrutura de suporte à atividade petrolífera, além de fornecedores de bens e serviços especializados já instalados. Além disso, a bacia está próxima aos centros consumidores de gás natural, fato que representa fator atrativo aos investimentos.

Em relação à comunicação com a sociedade é importante destacar a existência do Plano de Comunicação sobre Atividades de Exploração e Produção de Recursos Não Convencionais - PCRNC, elaborado no âmbito do Programa Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE. O documento contribui com o estabelecimento de estratégias de diálogo e de

comunicação social sobre atividades de exploração e produção de recursos não convencionais no Brasil, definindo os canais para participação da sociedade, a articulação institucional, a análise e o monitoramento das ações, custos envolvidos e resultados alcançados. Trata-se de ação imprescindível para o alcance dos objetivos do Projeto Poço Transparente, uma vez que a sociedade precisa receber as informações de forma isenta, a partir de fonte imparcial.

Pelo exposto, o Projeto Poço Transparente tem o potencial de abrir o acesso aos recursos não convencionais no Brasil, conferindo a ampliação das possibilidades de fontes energéticas, uma vez que o gás natural é reconhecidamente o combustível de transição para as energias renováveis. O sucesso esperado do Projeto fomentará a ampliação da atividade econômica no país e, conseqüentemente, o aumento na arrecadação de tributos e participações governamentais, bem como do emprego e renda para a população.



# 8

CAPÍTULO

Romulo Florentino e Anabal Santos Jr. - ABPIP

# Considerações finais

---

O conjunto dos trabalhos trazidos para esta publicação traz uma conclusão relevante para todo setor de óleo e gás nacional: os potenciais ganhos econômicos e sociais da exploração e produção dos recursos não-convencionais são imensos e, para viabilizá-los, é necessário travar uma discussão desideologizada e tecnicamente embasada sobre o tema.

---

As técnicas mobilizadas para exploração de não-convencionais são praticadas há anos. Riscos operacionais, como em qualquer outra atividade de capital intensivo, são reais. Contudo, no caso do não-convencional as ferramentas mitigatórias são conhecidas e estão disponíveis. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador responsável pelo setor, possui normativo específico para tratar da atividade e o Governo Federal, por meio do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), tem avan-

çado no sentido de dar mais segurança jurídica ao processo de licenciamento, hoje estranhamente dividido entre estados e União e ameaçado por medidas judiciais desprendidas de conhecimento setorial. Outra iniciativa do Governo Federal que demonstra sua disposição de pautar um debate sério, responsável e tecnicamente consistente com a sociedade foi o encaminhamento dado ao tema através do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE).



Espera-se também o Poço Transparente, um ou mais projetos-piloto de exploração e produção do não-convencional para demonstrar a viabilidade técnica e econômica da atividade nas bacias sedimentares brasileiras. Dados de produção, qualidade da água, sismicidade, indicadores socioeconômicos e impactos ambientais poderão ser monitorados em tempo real por qualquer interessado. Trata-se de uma estratégia para, em um

tema no qual a insegurança contratual e o afastamento do debate científico têm estado presentes desde a 12ª Rodada de Licitações, o desconhecimento limitante seja combatido com base em evidências e com a transparência que dá nome ao projeto piloto. Assim, será viabilizado o fomento a uma atividade econômica que tanto tem a contribuir com o desenvolvimento da indústria energética nacional e a interiorização das riquezas do país.



Operadores, com maiores perspectivas de atuação, serão chamados a participarem deste esforço desbravador. Fornecedores, estabelecendo-se no Brasil, abrindo novos mercados ou estabelecendo parcerias internacionais, darão também sua contribuição aportando sua expertise e em mais frentes para a cadeia de fornecimento. Estados e municípios, com altas perspectivas de aumento na arrecadação a partir de impostos e *royalties*,

serão beneficiados. Populações locais, seja através do pagamento de participação na produção aos proprietários de terra ou das oportunidades de emprego e renda abertas, terão perspectivas e chances de crescimento completamente novas.

Após produzirmos e comercializarmos a primeira molécula não-convencional os problemas das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas terrestres no Brasil não estarão todos superados. Continuaremos a precisar de avanços em questões já pautadas pelo setor de P&G, cujos impactos são ainda mais críticos do que nas atividades ditas convencionais, tais como simplificação regulatória, transparência e celeridade em processos de cessão, acesso a infraestruturas de armazenagem e escoamento, regras transparentes para comercialização, critérios justos para extensão de concessões, melhores práticas de fiscalização e adequação de alíquotas de *royalties*

Existem ainda pautas mais específicas da atividade não-convencional, como a necessidade de melhoria de estradas e acessos às áreas produtoras, fortalecimento e ampliação da cadeia de fornecedores e financiamento das operações.

A força da primeira molécula do não-convencional produzida significará muito por si só. Será a representação de que todos os demais desafios, sob o objetivo comum de transformar a pujança da indústria em riqueza para a sociedade, também poderão ser superados. Juntos podemos fazer muito pelo setor e pelo Brasil. E o não-convencional é só o começo.

# Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.

A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio dedicado às suas pesquisas e publicações.

# Enel Green Power, por um mundo mais verde.

Presente em   
16 países

Gerando   
38,1 TWh  
de energia anualmente

Mais de   
740 plantas

Evitando a emissão de   
22 milhões  
de toneladas de CO<sub>2</sub>

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

# enel

Green Power



*Usina Hidrelétrica de Funil  
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.cibioogas.org](http://www.cibioogas.org)



# TECNOLOGIA INTELIGENTE PEDE TALENTOS GENIAIS

Veja como a Inteligência Aplicada muda a maneira como  
pessoas e empresas trabalham em [accenture.com.br](https://www.accenture.com.br)

**NEW APPLIED NOW**



Ipiranga

JET OIL

DT Clean

WIFI

ampm

7000  
REDE

M  
KAVANTAGENS

ConnectCar

84

# O que importa para nós é que a inovação chegue até você.

Por isso, investimos tanto em Pesquisar. Desenvolver. Experimentar. Aplicar. Atuamos, há mais de quatro décadas, com isenção, prontidão e competência, fatores que sustentam nossa credibilidade em níveis nacional e internacional.

## Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Pesquisadores e técnicos altamente qualificados

---

Moderno complexo laboratorial para pesquisa experimental, ensaios e serviços tecnológicos

---

Papel estratégico no desenvolvimento da indústria nacional

---

Soluções tecnológicas amplamente utilizadas pelo setor elétrico brasileiro

---

Apoio técnico em P&D+ I para o governo, entidades setoriais, empresas, fabricantes e concessionárias

---

Ampla agenda de treinamentos e eventos técnicos  
Parcerias com instituições de pesquisa do Brasil e do exterior

---

**Seja um Associado do Cepel**  
Informações pelo e-mail [dg@cepel.br](mailto:dg@cepel.br)

Saiba mais sobre o Cepel em: [www.cepel.br](http://www.cepel.br)



**Eletrobras**  
Cepel

A pesquisa que constrói o futuro



# NOSSA ENERGIA ESTÁ COM VOCÊS!

**A Eletronuclear segue fornecendo a energia que o Brasil precisa!**

Durante a pandemia, continuamos trabalhando atentos aos protocolos de prevenção ao novo coronavírus para que outros serviços essenciais também possam continuar.

Saiba mais:     [eletronuclear.gov.br](http://eletronuclear.gov.br)

 **Eletronuclear**  
Eletronuclear

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

 **PÁTRIA AMADA  
BRASIL**  
GOVERNO FEDERAL



norteENERGIA  
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

Foram necessários mais de 40 anos de estudo para instalação da maior hidrelétrica brasileira na Amazônia.

O único aproveitamento hidrelétrico autorizado para a bacia do rio Xingu utiliza aproximadamente 174 km dos 1.979 km de extensão do rio e não alagou terras indígenas para a formação dos seus reservatórios à fio d'água.

Recursos destinados para proteção de mais de 8,6 milhões de hectares em Unidades de Conservação.

Com capacidade instalada de 11.233,1 MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW fornece energia para 60 milhões de brasileiros.

O compromisso de Belo Monte com as atuais e futuras gerações, se materializa na transformação social promovida na região onde está instalada, com estruturas de educação, equipamentos de saúde, novas moradias, saneamento e qualidade de vida com ações de cidadania.

*Energia da  
Amazônia,  
essencial  
para o Brasil.*



117 Projetos Ambientais



4.130 indígenas beneficiados em 27 programas



33 Hospitais e Unidades de Saúde



513 Km de rede (água e esgoto)



06 novos bairros com infraestrutura completa



3.850 casas construídas



436 salas de aula



# Mantenedores

Ouro



Prata



## Apoio



# Patrocínio



---

**MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA**

 **FGV ENERGIA**