INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL

EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL

NOVEMBRO/2026

CONSELHO DO IEDI

Conselheiro	*Empresa*
Alberto Borges de Souza	Caramuru Alimentos S.A.
Amarílio Proença de Macêdo	J.Macêdo Alimentos S.A.
Bruno Uchino	Unipar Carbocloro S.A.
Carlos Eduardo Sanchez	EMS - Indústria Farmacêutica Ltda.
Dan Ioschpe *Vice-Presidente*	Iochpe-Maxion S.A.
Daniel Feffer	Grupo Suzano S.A.
Décio da Silva	WEG S.A.
Eduardo Fischer	MRV S.A.
Eugênio Emílio Staub	Conselheiro Emérito
Eugênio Staub Filho *Vice-Presidente*	Gradiente S.A.
Flávio Gurgel Rocha	Confecções Guararapes S.A.
Francisco Gomes Neto	Embraer S.A.
Guilherme C. Gerdau Johannpeter *Presidente*	Gerdau S.A.
Gustavo Basto Lima Moura	Moura S.A.
Gustavo Pimenta	Vale S.A.
Henri Armand Slezynger	Unigel S.A.
Horacio Lafer Piva	Klabin S.A.
João Guilherme Sabino Ometto	Grupo São Martinho S.A.
José Roberto Ermírio de Moraes	Votorantim Participações S.A.
José Roberto E. de Moraes Filho *Vice-Presidente*	Votorantim Participações S.A.
Josué Christiano Gomes da Silva	Coteminas S.A.
Lírio Albino Parisotto	Videolar S.A.

CONSELHO DO IEDI

Conselheiro	*Empresa*
Lucas Kallas	Cedro Participações S.A.
Lucas Santos Rodas	Companhia Nitro Química Brasileira S.A.
Luiz Alberto Garcia	Algar S.A.
Luiz Cassiano Rando Rosolen	Indústrias Romi S.A.
Marcelo Facchini	Facchini S.A.
Marcelo Faria de Lima	Metalfrio S.A.
Marcelo Silvestre	Galvani S.A.
Marcos Lutz	Ultrapar Participações S.A.
Paulo Carlos de Brito Filho	Mineração Santa Elina S.A.
Paulo Diederichsen Villares	Membro Colaborador
Pedro Luiz Barreiros Passos	Natura Cosméticos S.A.
Pedro Wongtschowski	Conselheiro Emérito
Raul Calfat *Vice-Presidente*	Itaúsa S.A. e Embraer S.A.
Ricardo Steinbruch	Vicunha Têxtil S.A.
Roberto Caiuby Vidigal	Membro Colaborador
Rodolfo Villela Marino	Itaúsa S.A.
Rodrigo Osmo	Tenda S.A.
Rubens Ometto	Cosan S.A.
Salo Seibel *Vice-Presidente*	Dexco S.A.
Victório De Marchi	AmBev S.A.
Yaroslav Memrava Neto	Aegea S.A.

Exploração de Petróleo e Gás Natural Não Convencional no Brasil

Adriano Pires
CBIE – Centro Brasileiro de Infraestrutura

Introdução

O presente parecer técnico versa sobre a exploração de petróleo e gás natural não convencional (*shale*) no Brasil, abrangendo a tecnologia empregada, a experiência internacional, o estágio atual da exploração não convencional no país e as oportunidades econômicas e estratégicas associadas a essa atividade.

A exploração de petróleo e gás natural em reservatórios não convencionais representa uma das principais transformações tecnológicas e econômicas ocorridas na indústria mundial de hidrocarbonetos nas últimas duas décadas. O desenvolvimento e o aperfeiçoamento de técnicas como a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico de múltiplos estágios (*hydraulic fracturing*) viabilizaram o aproveitamento econômico de recursos anteriormente considerados inacessíveis, alterando significativamente a dinâmica dos mercados internacionais de energia.

A expansão dessa atividade foi particularmente expressiva nos Estados Unidos (EUA), cuja produção de *shale gas* e *shale oil* modificou a posição do país no cenário energético global, reduzindo sua dependência de importações, fortalecendo sua indústria, ampliando sua segurança energética e contribuindo para a redução dos preços domésticos do gás natural. Outros países, como a Argentina, também avançaram na exploração de recursos não convencionais, adaptando seus modelos regulatórios e desenvolvendo políticas públicas voltadas à atração de investimentos. Mais recentemente, o significativo progresso da Argentina no aproveitamento de recursos não convencionais, sobretudo na formação Vaca Muerta, a tornou uma referência regional para o desenvolvimento dessa atividade.

O interesse internacional pelos recursos não convencionais decorre, em grande medida, da sua capacidade de ampliar e diversificar a oferta de hidrocarbonetos. Entretanto, sua exploração apresenta características distintas da produção convencional e requer condições específicas de natureza geológica, tecnológica, econômica, ambiental e regulatória. A viabilidade de cada projeto depende não apenas da existência de recursos no subsolo, mas também da capacidade de avaliar suas características geológicas e seu potencial de produção, desenvolver os reservatórios, controlar os impactos ambientais, estruturar a infraestrutura necessária e assegurar condições de previsibilidade para os investimentos.

No Brasil, embora estudos geológicos indiquem a existência de importantes recursos prospectivos de petróleo e gás natural não convencional, especialmente nas bacias do Paraná, Parnaíba, Recôncavo e São Francisco, a atividade permanece praticamente inexplorada. Restrições regulatórias, decisões judiciais, limitações no licenciamento ambiental, insuficiência de informações geológicas detalhadas e elevada percepção de risco têm impedido a realização de campanhas exploratórias capazes de avaliar, com maior grau de certeza, o efetivo potencial desses recursos.

Esse contexto contrasta com a crescente necessidade de ampliação da oferta nacional de gás natural, de fortalecimento da segurança energética, de redução da dependência de importações e de aumento da competitividade da indústria brasileira. Além disso, a produção doméstica de gás pode desempenhar papel relevante na transição para uma economia de menor intensidade de carbono, ao substituir combustíveis mais emissivos em diversos segmentos produtivos.

Estudos de caracterização realizados no âmbito da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam a existência de potencial relevante para recursos não convencionais predominantemente em bacias sedimentares terrestres. As áreas de ocorrência potencial identificadas abrangem aproximadamente 2,34 milhões de quilômetros quadrados (km²), distribuídos por 14 bacias sedimentares. Quanto ao potencial de gás natural, a *U.S. Energy Information Administration* (EIA) estimou, em 2013, aproximadamente 6,9 trilhões de metros cúbicos (m³) de recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho no Brasil, enquanto outras estimativas apontam para cerca de 15 trilhões de m³[1]. Esses valores, contudo, constituem estimativas de potencial e não foram confirmados por meio de atividades exploratórias suficientes para permitir uma avaliação mais precisa dos volumes tecnicamente recuperáveis e de sua viabilidade econômica.

Apesar desse potencial, o Brasil não desenvolveu, até o momento, uma indústria comercial de petróleo e gás natural não convencional comparável à observada nos EUA ou, em escala regional, na Argentina. As iniciativas realizadas a partir da 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em 2013, foram acompanhadas por controvérsias ambientais e processos judiciais que limitaram a continuidade das atividades exploratórias. A ANP possui regulamentação específica para o fraturamento hidráulico desde 2014, por meio da Resolução ANP nº 21/2014, mas a existência de regras técnicas não foi suficiente para eliminar as controvérsias relacionadas ao licenciamento ambiental e à utilização da tecnologia.

A questão alcançou atualmente uma dimensão nacional com o Incidente de Assunção de Competência nº 21 (IAC 21), no Superior Tribunal de Justiça (STJ), que discute a possibilidade, a impossibilidade e/ou as condições para a exploração de petróleo e gás de fontes não convencionais mediante fraturamento hidráulico, à luz do conjunto da legislação ambiental, hídrica, energética e climática brasileira. O julgamento foi iniciado em 9 de setembro de 2026, pela Primeira Seção do STJ, e suspenso após pedido de vista do relator, ministro Afrânio Vilela, sem conclusão do mérito. A decisão final poderá estabelecer importante referência para o tratamento jurídico da atividade no país.

Diante desse cenário, o presente parecer técnico traz uma breve contextualização da exploração de petróleo e gás não convencional, passa pela experiência internacional na atividade, com ênfase nos casos norte-americano e argentino, examina a situação atual da atividade no Brasil, incluindo seu potencial geológico e o marco regulatório vigente, e avalia as oportunidades econômicas, energéticas e industriais associadas ao desenvolvimento desses recursos, bem como os principais desafios para sua implementação.

1. Exploração de petróleo e gás natural não convencional

Os recursos de petróleo e gás natural são classificados, de forma geral, em convencionais e não convencionais, de acordo com as características geológicas das formações que os contêm e com as tecnologias necessárias para sua produção. Nos sistemas convencionais, os hidrocarbonetos são gerados em rochas geradoras e, ao longo do tempo geológico, migram para formações com maior porosidade e permeabilidade, onde podem se acumular e ser produzidos por meio de poços verticais, direcionais ou horizontais, utilizando técnicas amplamente consolidadas pela indústria.[2]

Nos sistemas não convencionais, por sua vez, os hidrocarbonetos permanecem retidos na própria rocha geradora ou em formações de baixa permeabilidade, o que restringe seu deslocamento natural e reduz a capacidade de produção por métodos convencionais. A produção em escala comercial depende, portanto, da aplicação de tecnologias capazes de aumentar a conectividade da formação e criar condições para o escoamento dos fluidos até o poço produtor. (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

Entre os principais recursos não convencionais encontram-se o *shale gas* e o *shale oil*, associados a formações de folhelho rico em matéria orgânica; o *tight gas* e o *tight oil*, presentes em reservatórios de baixa

[1] Os valores apresentados correspondem a estimativas de potencial de recursos não convencionais, não devendo ser interpretados como reservas ou como volumes tecnicamente recuperáveis. Ver DELGADO et al. (2021); EIA (2013).
[2] EIA (2011); U.S. Department of Energy (2009).

permeabilidade; o *coalbed methane* (CBM), associado a camadas de carvão; e os hidratos de metano, cujo aproveitamento comercial ainda não alcançou escala significativa (EIA, 2011; EPE, 2021).

Embora o termo "*shale*" seja frequentemente utilizado de forma genérica para designar a exploração não convencional, os conceitos não são equivalentes. *Shale* corresponde a uma categoria específica de formação e de recurso não convencional, enquanto a classificação de "não convencional" abrange diferentes tipos de ocorrências geológicas e condições de produção. Essa distinção é particularmente relevante para o Brasil, onde estudos indicam potencial associado tanto a formações de folhelho quanto a reservatórios compactos (*tight reservoirs*) (EPE, 2021; EPE, 2026).

O desenvolvimento econômico dos recursos não convencionais foi viabilizado principalmente pelo avanço e pela combinação de tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico de múltiplos estágios. A perfuração horizontal permite ampliar significativamente a extensão do poço em contato com a formação produtora, enquanto o fraturamento hidráulico aumenta a conectividade hidráulica da rocha nas proximidades do poço, criando caminhos preferenciais para o escoamento dos hidrocarbonetos (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

A combinação dessas tecnologias modificou de forma significativa a indústria mundial de petróleo e gás natural, sobretudo a partir da expansão da produção nos EUA. A aplicação em larga escala da perfuração horizontal e do fraturamento hidráulico permitiu o desenvolvimento econômico de formações de baixa permeabilidade anteriormente consideradas pouco atrativas, com forte expansão da produção de gás natural e petróleo (EIA, 2011).

A exploração não convencional apresenta, contudo, características operacionais distintas da produção convencional. Em geral, o desenvolvimento dos reservatórios requer maior número de poços, campanhas contínuas de perfuração e completação e uma cadeia logística capaz de movimentar equipamentos, água, insumos e produção. A atividade também depende de ganhos de produtividade e eficiência operacional para alcançar custos competitivos. Por outro lado, a padronização das operações e o desenvolvimento modular dos campos podem proporcionar ciclos relativamente curtos entre a perfuração e o início da produção, permitindo maior capacidade de resposta às condições de mercado (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

As particularidades técnicas da atividade também exigem atenção específica aos seus aspectos ambientais. Entre os principais temas estão a proteção dos recursos hídricos, a integridade dos poços, o gerenciamento da água utilizada nas operações e dos fluidos de retorno (*flowback*), as emissões de metano, a gestão de resíduos e a possibilidade de sismicidade induzida. A natureza e a magnitude desses riscos dependem das características geológicas, do projeto dos poços, das práticas operacionais e das condições ambientais de cada área (EPA, 2016; USGS, 2024).

A experiência internacional indica, portanto, que o desenvolvimento de recursos não convencionais não decorre exclusivamente da existência de potencial geológico. Sua transformação em produção comercial depende da conjugação de fatores geológicos, tecnológicos, econômicos, ambientais, regulatórios e de infraestrutura, além da disponibilidade de serviços e equipamentos especializados e de condições que proporcionem previsibilidade aos investimentos.

Nesse contexto, a exploração de petróleo e gás natural não convencional constitui uma alternativa potencial para a ampliação da oferta de hidrocarbonetos em países que disponham de recursos geológicos favoráveis. A avaliação de seu potencial econômico e estratégico deve, contudo, considerar simultaneamente as características dos reservatórios, as tecnologias disponíveis, os custos de desenvolvimento, os requisitos ambientais, a infraestrutura existente e as condições regulatórias e de mercado.

1.1. Conceitos e características

A distinção entre recursos convencionais e não convencionais está relacionada principalmente à forma como os hidrocarbonetos se encontram distribuídos e às condições necessárias para sua produção, e não à composição química do petróleo ou do gás natural.

Nos sistemas convencionais, os hidrocarbonetos são gerados em rochas ricas em matéria orgânica, denominadas rochas geradoras. Após sua geração e migração, podem se acumular em rochas-reservatório com porosidade e permeabilidade suficientes para permitir o fluxo dos fluidos, permanecendo retidos por estruturas geológicas e rochas selantes. Nesses sistemas, as características do reservatório permitem que os hidrocarbonetos alcancem o poço produtor em condições que, em geral, não exigem a criação de uma extensa rede artificial de fraturas na formação (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

Nos sistemas não convencionais, por outro lado, os hidrocarbonetos encontram-se em formações cuja baixa permeabilidade dificulta o fluxo em direção ao poço. Em determinados casos, permanecem na própria rocha geradora, como ocorre nos recursos de *shale gas* e *shale oil*; em outros, encontram-se em reservatórios compactos, como nos casos de *tight gas* e *tight oil*. A produção requer, assim, técnicas destinadas a aumentar a área da formação efetivamente conectada ao poço e melhorar as condições de escoamento (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

Entre as principais categorias de recursos não convencionais, destacam-se:

- **Shale gas:** gás natural produzido a partir de formações de folhelho, geralmente de baixa permeabilidade e, em muitos casos, ricas em matéria orgânica;
- **Shale oil:** petróleo produzido a partir de formações de folhelho com características favoráveis à geração e retenção de hidrocarbonetos líquidos;
- **Tight gas:** gás natural presente em formações de baixa permeabilidade, incluindo determinados arenitos e carbonatos;
- **Tight oil:** petróleo produzido em reservatórios compactos, cuja baixa permeabilidade dificulta o fluxo natural dos hidrocarbonetos;
- **Coalbed methane (CBM):** gás natural associado a camadas de carvão, predominantemente adsorvido na matriz do carvão;
- **Hidratos de metano:** estruturas cristalinas nas quais moléculas de metano ficam aprisionadas em uma rede de água, encontradas principalmente em ambientes de baixa temperatura e alta pressão e ainda sem produção comercial em larga escala (EIA, 2011; EPE, 2021).

A classificação dos recursos não convencionais pode variar conforme a instituição, o país e o critério geológico ou econômico adotado. Para os objetivos deste parecer, o foco recairá principalmente sobre os recursos associados a formações de folhelho e a reservatórios compactos, que apresentam particular relevância para a discussão do potencial brasileiro.

É igualmente importante distinguir recursos, recursos tecnicamente recuperáveis e reservas. Recursos correspondem aos volumes de hidrocarbonetos cuja existência é estimada com base no conhecimento geológico disponível. Recursos tecnicamente recuperáveis representam a parcela que, consideradas as tecnologias existentes e as características do reservatório, pode ser produzida tecnicamente, sem que isso implique necessariamente viabilidade econômica. Já as reservas correspondem aos volumes cuja recuperação é esperada sob determinadas condições econômicas e operacionais, observados os critérios técnicos e regulatórios aplicáveis (EIA, 2013).

Essa distinção é particularmente importante no caso dos recursos não convencionais. Estimativas de recursos podem ser significativamente superiores aos volumes que, após atividades exploratórias, caracterização dos reservatórios, testes de produção e avaliação econômica, venham efetivamente a ser classificados como tecnicamente recuperáveis ou como reservas. No caso brasileiro, essa ressalva assume especial relevância diante do ainda reduzido conhecimento exploratório sobre diversas formações potencialmente favoráveis.

1.2. Tecnologias empregadas

O desenvolvimento econômico dos recursos não convencionais tornou-se possível devido à combinação de duas tecnologias fundamentais: a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico de múltiplos estágios. Embora ambas as tecnologias tenham antecedentes anteriores à expansão do *shale*, sua integração, associada ao aprimoramento da caracterização dos reservatórios e à redução dos custos operacionais, foi fundamental para a expansão da produção não convencional nos EUA (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

Na perfuração horizontal, o poço é inicialmente perfurado verticalmente ou de forma inclinada até atingir a profundidade da formação de interesse e, posteriormente, direcionado para acompanhar a camada produtora. O trecho horizontal pode se estender por milhares de metros, ampliando significativamente a área da formação acessível a partir de um único poço. Essa configuração permite aumentar a exposição do poço ao reservatório em comparação com uma trajetória exclusivamente vertical (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

O fraturamento hidráulico consiste na injeção de fluido sob pressão na formação, com o objetivo de criar ou reativar fraturas e aumentar a conectividade hidráulica da rocha nas proximidades do poço. O fluido utilizado é composto predominantemente por água e por um agente sustentador, normalmente areia ou material de características equivalentes, além de aditivos químicos em menores proporções, destinados a conferir propriedades específicas ao fluido e ao processo de estimulação (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009; EPA, 2016).

Após a redução da pressão, o agente sustentador permanece parcialmente no interior das fraturas, contribuindo para mantê-las abertas e favorecer o fluxo dos hidrocarbonetos em direção ao poço. A composição e o volume do fluido variam conforme as características da formação, o projeto do poço e as condições operacionais, razão pela qual proporções fixas de água, agente sustentador e aditivos não devem ser tratadas como padrão universal da indústria (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

A evolução tecnológica permitiu a realização de múltiplos estágios de fraturamento ao longo do trecho horizontal, possibilitando o desenvolvimento de extensas áreas do reservatório a partir de um único poço. A aplicação sucessiva de diferentes estágios permite estimular segmentos distintos da formação e aumentar a extensão do reservatório efetivamente conectada ao poço (EIA, 2011).

Além da perfuração horizontal e do fraturamento hidráulico, o desenvolvimento dos reservatórios não convencionais envolve tecnologias de caracterização geológica e petrofísica, sísmica, modelagem de reservatórios, perfuração direcional, completação e monitoramento da produção. Essas ferramentas permitem identificar zonas mais favoráveis, otimizar a localização e a trajetória dos poços, avaliar a resposta da formação à estimulação e aperfeiçoar continuamente os parâmetros de desenvolvimento (EIA, 2011; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

A evolução dessas tecnologias também contribuiu para a redução dos custos e para o aumento da produtividade dos poços. O chamado "aprendizado de fabricação" (*manufacturing approach*) dos reservatórios não convencionais, baseado na repetição e padronização de operações de perfuração e completação, constitui uma das características econômicas mais relevantes desse modelo de desenvolvimento.

1.3. Aspectos ambientais

A exploração de petróleo e gás natural não convencional apresenta aspectos ambientais específicos que justificam requisitos próprios de planejamento, licenciamento, monitoramento e fiscalização. Entre os principais temas estão o uso e a gestão dos recursos hídricos, a proteção dos aquíferos, a integridade dos poços, o gerenciamento dos fluidos de retorno (*flowback*) e da água produzida, as emissões de metano, a gestão de resíduos e a possibilidade de sismicidade induzida. (EPA, 2016; USGS, 2024).

O consumo de água varia significativamente de acordo com as características do reservatório, a extensão do trecho horizontal, o número de estágios de fraturamento e as condições operacionais. Não existe, portanto, um volume único de água aplicável a todos os poços ou formações. A gestão desse recurso envolve aspectos como origem da água, armazenamento, transporte, tratamento, reuso e destinação dos fluidos gerados durante as operações (EPA, 2016).

A proteção dos aquíferos constitui outro aspecto central. Os riscos relacionados à integridade dos poços, à cimentação e ao isolamento das diferentes formações geológicas devem ser avaliados durante todo o ciclo de vida do empreendimento. A avaliação desses riscos deve considerar as condições geológicas locais, a profundidade dos aquíferos, a separação vertical entre as formações produtoras e os recursos hídricos subterrâneos e as características construtivas dos poços (EPA, 2016).

A avaliação realizada pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) identificou diferentes mecanismos pelos quais atividades relacionadas ao ciclo da água do fraturamento hidráulico podem afetar recursos hídricos, incluindo falhas de integridade mecânica de poços, derramamentos, manejo inadequado de efluentes e determinadas condições de captação e disposição de água. A EPA também ressalta a existência de lacunas de dados e de incertezas que dificultam a quantificação da frequência dos impactos em escala nacional (EPA, 2016).

As emissões de metano também constituem importante questão ambiental, sobretudo em razão do elevado potencial de aquecimento global desse gás. As fontes potenciais incluem operações de perfuração e completação, equipamentos de superfície, processamento e transporte, além de vazamentos não intencionais. Medidas de detecção e reparo de vazamentos (*Leak Detection and Repair* – LDAR), monitoramento e captura de gás podem contribuir para sua redução.

A sismicidade induzida merece igual atenção. A literatura científica demonstra que tanto o fraturamento hidráulico quanto a injeção subterrânea de fluidos associados à produção podem induzir eventos sísmicos em determinadas condições geológicas. Nos EUA, entretanto, o aumento mais expressivo da sismicidade em determinadas regiões produtoras tem sido associado principalmente à disposição de grandes volumes de água residual por meio de injeção profunda, embora existam também casos de sismicidade diretamente associada ao fraturamento hidráulico (ELLSWORTH, 2013; USGS, 2024). A gestão desse risco envolve caracterização das estruturas geológicas, monitoramento sísmico, avaliação das condições de pressão e injeção, definição de limites operacionais e protocolos para redução ou interrupção das atividades quando determinados níveis de atividade sísmica forem observados.

A experiência internacional demonstra, portanto, que os riscos ambientais associados à exploração não convencional não são uniformes e dependem fortemente do contexto geológico, da concepção dos projetos e das práticas operacionais adotadas. Sua gestão exige combinação de projeto adequado dos poços, padrões de construção e cimentação, gestão eficiente dos recursos hídricos, controle das emissões, monitoramento ambiental e sísmico, transparência das informações e fiscalização efetiva.

1.4. Aspectos econômicos e estratégicos

A expansão da produção não convencional nos EUA produziu efeitos relevantes sobre a indústria de petróleo e gás natural e sobre a economia norte-americana. A aplicação de tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico em larga escala permitiu aumentar significativamente a produção doméstica de gás e petróleo e alterar a estrutura do mercado energético norte-americano (EIA, 2011; EIA, 2013).

O crescimento da oferta de gás natural contribuiu para reduzir a necessidade de importações, ampliar a disponibilidade de matéria-prima para determinados segmentos industriais e modificar os fluxos comerciais de gás. A expansão da produção também criou as condições para o crescimento das exportações norte-americanas de Gás Natural Liquefeito (GNL), transformando os EUA em importante participante do mercado internacional (EIA, 2013).

Os efeitos econômicos ultrapassaram o setor energético. A maior disponibilidade de gás natural favoreceu investimentos em segmentos como petroquímica, fertilizantes, geração termelétrica e outras atividades industriais intensivas em energia. A relação entre disponibilidade de gás, preços, investimentos e competitividade industrial, entretanto, é complexa e não deve ser atribuída exclusivamente à produção não convencional, pois também envolve condições macroeconômicas, estrutura de mercado, infraestrutura e política energética.

Do ponto de vista estratégico, a produção doméstica de petróleo e gás natural pode contribuir para a diversificação das fontes de suprimento e para a redução da exposição de um país às condições dos mercados internacionais. No caso do gás natural, a ampliação da produção doméstica pode ainda aumentar a disponibilidade de insumo energético e industrial e reduzir a necessidade de importações, desde que acompanhada da infraestrutura necessária ao escoamento, processamento, transporte e distribuição.

A experiência norte-americana também demonstra que a exploração não convencional depende de uma cadeia produtiva desenvolvida. Equipamentos especializados, empresas de serviços, infraestrutura de transporte, capacidade de processamento, disponibilidade de capital e conhecimento acumulado são elementos fundamentais para a redução de custos e para a expansão da produção (EIA, 2011).

A existência de recursos geológicos, portanto, constitui condição necessária, mas não suficiente, para o desenvolvimento de uma indústria não convencional competitiva. O resultado econômico depende da produtividade dos poços, dos custos de perfuração e completação, da infraestrutura disponível, do regime fiscal e regulatório, das condições de financiamento, do acesso aos mercados consumidores, dos requisitos ambientais e da previsibilidade jurídica.

Para o Brasil, essa avaliação assume particular relevância. O país dispõe de potencial geológico relevante para recursos não convencionais, mas ainda apresenta baixo grau de conhecimento exploratório e ausência de uma indústria comercial consolidada nesse segmento. Dessa forma, a análise do potencial brasileiro não deve partir da premissa de que os recursos estimados serão necessariamente convertidos em reservas ou produção, mas avaliar em que medida as condições técnicas, econômicas, ambientais e regulatórias existentes permitem transformar esse potencial em oportunidade efetiva de desenvolvimento energético e industrial (EPE, 2021; EPE, 2026).

2. Experiência Internacional

Panorama dos países que adotaram a exploração não convencional, modelos regulatórios empregados, resultados obtidos e lições aprendidas.

A exploração de petróleo e gás natural não convencional possui uma trajetória de desenvolvimento de mais de dois séculos, marcada por sucessivos avanços tecnológicos e pela transformação gradual de recursos inicialmente considerados de difícil aproveitamento em fontes economicamente viáveis de hidrocarbonetos. Nos EUA, experiências pioneiras de produção de gás natural a partir de formações não convencionais remontam ao século XIX, mas a expansão comercial da atividade ocorreu somente após décadas de desenvolvimento tecnológico e de acumulação de conhecimento sobre os reservatórios. A partir da década de 1940, experiências com fraturamento hidráulico passaram a ser realizadas de forma sistemática, enquanto, nas décadas seguintes, programas de pesquisa e desenvolvimento contribuíram para o aperfeiçoamento das técnicas de estimulação e, posteriormente, de perfuração horizontal (BOTÃO *et al.*, 2022; EIA, 2011).

A evolução tecnológica foi particularmente importante a partir da segunda metade do século XX. A partir da década de 1970, iniciativas envolvendo empresas privadas, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e o *Gas Research Institute* contribuíram para o desenvolvimento de tecnologias posteriormente fundamentais à produção de gás de folhelho, incluindo poços horizontais, fraturamento hidráulico em múltiplos estágios e técnicas de fraturamento com água de baixa viscosidade. Nas décadas de 1980 e 1990, avanços na perfuração horizontal e nas técnicas de estimulação, associados ao desenvolvimento do campo de Barnett, no Texas, passaram a demonstrar a viabilidade econômica da produção de gás em formações de folhelho de baixa permeabilidade (EIA, 2011).

A partir dos anos 2000, a exploração de gás não convencional ganhou escala nos EUA e posteriormente se expandiu para outros países. A combinação entre perfuração horizontal, fraturamento hidráulico de múltiplos estágios, aprimoramento da caracterização dos reservatórios e redução dos custos operacionais permitiu aumentar a produtividade dos poços e ampliar o número de formações economicamente desenvolvíveis. A produção de *shale gas* nos EUA, que representava parcela ainda reduzida do mercado no início dos anos 2000, apresentou forte crescimento ao longo da década, inicialmente concentrado em formações como Barnett, Fayetteville e Haynesville e, posteriormente, em Marcellus e outras áreas produtoras (EIA, 2011).

A expansão da atividade não se limitou ao gás natural. A evolução das mesmas tecnologias permitiu ampliar a exploração para formações produtoras de petróleo e líquidos, com destaque para Bakken, Eagle Ford e Permian. Dessa forma, a experiência norte-americana passou a abranger diferentes categorias de recursos não convencionais e modificou significativamente a estrutura de produção de petróleo e gás natural do país. A partir desse processo, os EUA consolidaram-se como a principal referência mundial no desenvolvimento comercial de recursos não convencionais em larga escala.

A experiência norte-americana, entretanto, não foi reproduzida de forma uniforme nos demais países detentores de recursos não convencionais. O desenvolvimento da atividade ocorreu de maneira heterogênea, condicionado pelas características geológicas dos reservatórios, pelos custos de produção, pelo grau de conhecimento das bacias, pela disponibilidade de infraestrutura, pela estrutura dos mercados de petróleo e gás natural, pelo ambiente regulatório e pela capacidade de mobilização de investimentos. Em alguns países, esses fatores permitiram o avanço da produção comercial; em outros, limitações econômicas, ambientais, regulatórias ou tecnológicas restringiram a passagem da etapa de avaliação dos recursos para o desenvolvimento em escala.

Entre as experiências de maior relevância destacam-se os EUA, pioneiros na exploração comercial em larga escala, e a Argentina, que, especialmente a partir da década de 2010, avançou no desenvolvimento da formação Vaca Muerta, localizada na Bacia de Neuquén. A experiência argentina adquiriu particular importância por constituir o principal caso de desenvolvimento de recursos de *shale* em escala comercial na América Latina e por apresentar características que permitem estabelecer comparações relevantes com o contexto brasileiro.

Além desses dois casos, Canadá e China apresentam experiências importantes, embora com trajetórias distintas. O Canadá possui uma indústria de grande escala associada principalmente às areias betuminosas (*oil sands*),

especialmente na província de Alberta, além de produção de recursos de baixa permeabilidade. A China, por sua vez, dispõe de recursos expressivos de gás de folhelho e vem desenvolvendo sua produção com o objetivo de ampliar a oferta doméstica e reduzir sua exposição às importações de gás natural. Esses casos complementam a análise ao demonstrar que a existência de recursos não convencionais pode resultar em diferentes trajetórias de desenvolvimento conforme as condições geológicas, tecnológicas, regulatórias e de mercado de cada país.

A análise da experiência internacional será concentrada, portanto, nos EUA e na Argentina, considerados os casos mais relevantes para os objetivos deste parecer. O caso norte-americano representa a experiência mais abrangente de transformação tecnológica e industrial dos recursos não convencionais em produção de grande escala, enquanto a Argentina constitui a experiência regional mais avançada e apresenta elementos particularmente relevantes para a avaliação das possibilidades de desenvolvimento dessa atividade no Brasil.

A comparação entre essas experiências permitirá identificar os principais fatores que contribuíram para a transformação de recursos geológicos em produção comercial, bem como os obstáculos encontrados ao longo desse processo. Entre esses fatores destacam-se o conhecimento geológico, a evolução tecnológica, a infraestrutura de transporte e processamento, a estrutura regulatória, a disponibilidade de serviços especializados, o acesso a capital e mercados consumidores e a capacidade institucional de administrar os aspectos ambientais da atividade. Esses elementos serão posteriormente confrontados com as condições existentes no Brasil, permitindo avaliar as oportunidades e limitações para o eventual desenvolvimento dos recursos não convencionais nacionais.

2.1. Estados Unidos

Os EUA constituem a principal experiência mundial de desenvolvimento comercial de petróleo e gás natural não convencionais em larga escala. Embora a produção de gás natural a partir de formações não convencionais tenha antecedentes no século XIX, a consolidação dessa atividade resultou de um processo prolongado de desenvolvimento tecnológico, caracterização geológica, aprendizado operacional e estruturação de uma cadeia produtiva especializada. A combinação entre perfuração horizontal e fraturamento hidráulico foi determinante para ampliar a produtividade de formações de baixa permeabilidade e transformar recursos anteriormente pouco atrativos em fontes economicamente produzíveis.

A utilização do fraturamento hidráulico na indústria norte-americana começou a crescer de forma significativa a partir da década de 1950, embora experiências pioneiras remontem ao século XIX. A partir de meados da década de 1970, iniciativas envolvendo empresas privadas, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e o *Gas Research Institute* (GRI) contribuíram para o desenvolvimento de tecnologias que posteriormente se mostrariam fundamentais para a produção de gás de folhelho, incluindo a perfuração horizontal, o fraturamento hidráulico de múltiplos estágios e o fraturamento com água de baixa viscosidade (*slick-water fracturing*). A aplicação comercial da perfuração horizontal na produção de petróleo também avançou durante a década de 1980. (EIA, 2011).

A transformação dessas tecnologias em um modelo comercial ocorreu inicialmente na formação Barnett, no norte do Texas. Durante as décadas de 1980 e 1990, a Mitchell Energy and Development Corporation desenvolveu e aperfeiçoou técnicas de estimulação hidráulica aplicadas ao Barnett. Por volta de 2000, a empresa havia desenvolvido um método de fraturamento capaz de produzir volumes comerciais de gás de folhelho. O sucesso econômico da formação estimulou a entrada de outras empresas e a expansão da atividade para novas áreas. Em 2005, o Barnett já produzia aproximadamente 0,5 trilhão de pés cúbicos (Tcf) de gás natural por ano. (EIA, 2011).

O caso do Barnett também evidencia a importância da evolução da perfuração horizontal. Em 2004, havia menos de 400 poços horizontais produtores na formação; em 2010, esse número havia ultrapassado 10 mil. A produção anual proveniente de poços horizontais superou a dos poços verticais pela primeira vez em 2006 e, em 2010, os poços horizontais respondiam por aproximadamente 90% da produção de gás natural do Barnett. Esses resultados demonstram que a viabilidade econômica não decorreu da introdução isolada de uma única tecnologia, mas da combinação entre perfuração, estimulação, caracterização do reservatório e aprendizado operacional. (EIA, 2011).

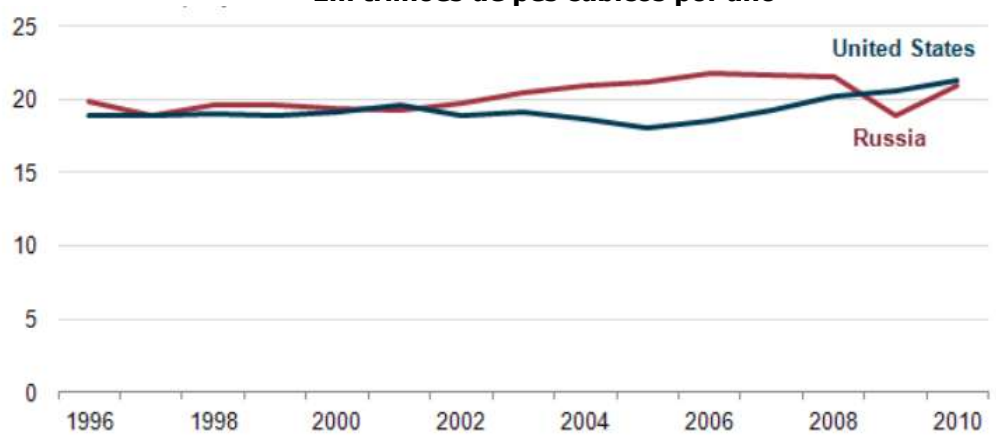
A partir da década de 2000, o modelo desenvolvido no Barnett passou a ser replicado em outras formações. Fayetteville, Haynesville, Woodford, Eagle Ford, Marcellus e Utica foram progressivamente incorporadas à atividade, enquanto avanços tecnológicos e ganhos de produtividade permitiram ampliar a escala e reduzir os custos de desenvolvimento. A produção de *shale gas* deixou, assim, de ser concentrada em poucas áreas e passou a constituir parcela relevante da oferta norte-americana de gás natural. (EIA, 2011).

A aplicação combinada dessas tecnologias permitiu ampliar a produção econômica de gás natural a partir de formações de baixa permeabilidade e contribuiu para a rápida expansão do *shale gas* nos EUA. A produção norte-americana de gás de folhelho, que era de aproximadamente 0,39 Tcf em 2000, alcançou 4,80 Tcf em 2010, correspondendo a cerca de 23% da produção doméstica de gás natural seco naquele ano. Em 2009, os EUA ultrapassaram a Rússia e passaram a ocupar a posição de maior produtor mundial de gás natural seco. (EIA, 2011; EIA, 2012).

A evolução da produção de gás natural seco nos dois países evidencia essa mudança de posição, conforme apresentado na Figura 1. A aproximação entre as curvas ao longo dos anos 2000 foi acompanhada pela rápida expansão da produção norte-americana, associada principalmente ao desenvolvimento do *shale gas*.

Figura 1 – Produção de gás natural seco nos Estados Unidos e na Rússia, 1996–2010

Em trilhões de pés cúbicos por ano



Fonte: EIA (2012)

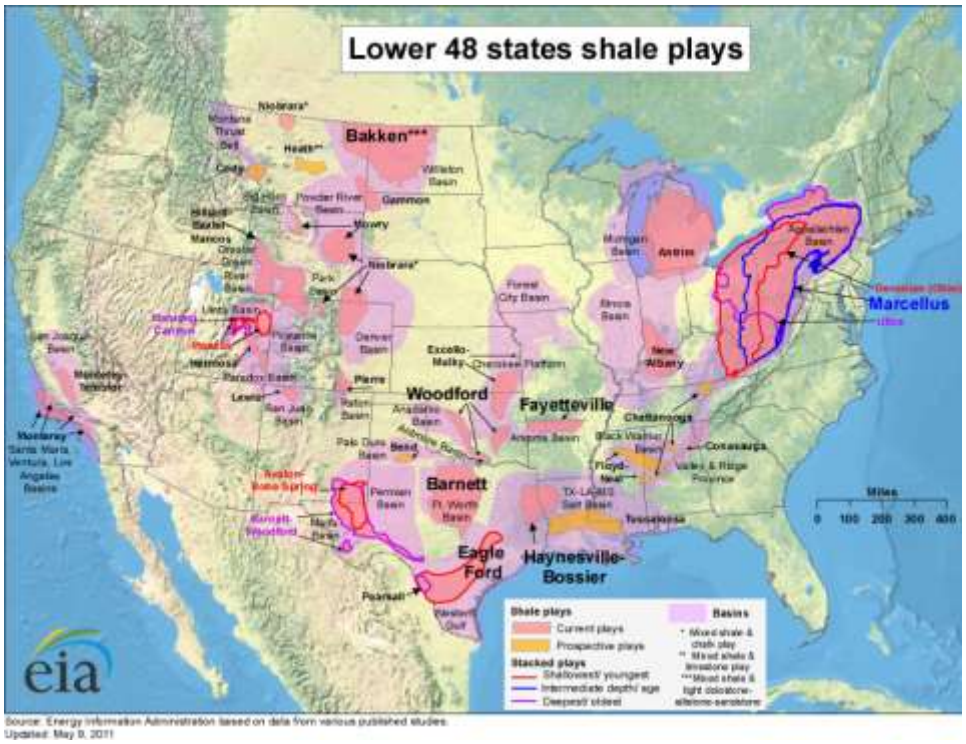
A mesma evolução tecnológica posteriormente foi aplicada à produção de petróleo em formações de baixa permeabilidade. O desenvolvimento do *tight oil* avançou especialmente nas formações Bakken, em Dakota do Norte e Montana; Eagle Ford, no Texas; e Permian, no Texas e Novo México. Em 2009, a produção doméstica de petróleo dos EUA aumentou 8,3% em relação ao ano anterior, registrando o primeiro crescimento anual desde 1991. O movimento se intensificou ao longo da década seguinte, e o desenvolvimento do *shale oil* e do *shale gas* esteve entre os fatores que contribuíram para reverter, a partir de 2008, o declínio de várias décadas observado na produção de petróleo norte-americana. (EIA, 2011; EIA, 2026).

A dimensão alcançada pela produção norte-americana pode ser observada também em perspectiva internacional. De acordo com o *Statistical Review of World Energy 2026*, do Energy Institute, os EUA produziram 21,065 milhões de barris de petróleo por dia (Mb/d) em 2025, o equivalente a 20,9% da produção mundial, mantendo a liderança global. O dado é particularmente relevante para este parecer por permitir dimensionar a posição alcançada pelos EUA no mercado mundial após décadas de expansão da produção de recursos não convencionais. (ENERGY INSTITUTE, 2026).

É importante observar que esse valor não é diretamente comparável ao dado de 13,6 Mb/d divulgado pela EIA para a produção norte-americana de petróleo bruto em 2025. As duas instituições utilizam conceitos estatísticos distintos para a agregação da produção de petróleo. Por essa razão, neste parecer, o dado do Energy Institute será utilizado para comparações internacionais, enquanto os dados da EIA serão empregados para analisar a evolução da produção e do desenvolvimento dos recursos não convencionais nos EUA.

A distribuição geográfica dos principais recursos não convencionais também foi determinante para a expansão da atividade. Como mostra a Figura 2, os principais *plays* produtores encontram-se distribuídos por diferentes bacias sedimentares, com características geológicas e perfis de produção distintos. Entre as áreas de maior relevância destacam-se Barnett, Marcellus e Haynesville, no segmento de gás natural, e Bakken, Eagle Ford e Permian, no segmento de petróleo e gás associado.

Figura 2 – Principais bacias e formações produtoras de petróleo e gás natural não convencionais nos Estados Unidos



Fonte: EIA (2011)

O Permian tornou-se um dos principais centros da produção norte-americana de petróleo e gás natural. Em 2025, a região respondeu por aproximadamente 48% da produção norte-americana de petróleo bruto, com cerca de 6,6 Mb/d, e por aproximadamente 23% da produção de gás natural comercializado, com cerca de 27,7 bilhões de pés cúbicos por dia (Bcf/d). Parte significativa desse gás corresponde à produção associada à extração de petróleo. Entre 2021 e 2025, a produção de gás natural do Permian cresceu cerca de 60%, enquanto a produção de petróleo aumentou aproximadamente 39%. (EIA, 2026).

No mercado de gás natural, os efeitos da expansão permanecem evidentes. A produção norte-americana de gás natural comercializado atingiu 118,5 Bcf/d em 2025, novo recorde. As regiões de Appalachia, Permian e Haynesville responderam conjuntamente por 67% da produção nacional e por 81% do crescimento registrado naquele ano. A Appalachia respondeu por aproximadamente 31% da produção nacional, enquanto o Permian representou cerca de 23%. A disponibilidade de infraestrutura constitui, entretanto, um fator relevante para a expansão regional: na Appalachia, por exemplo, limitações da capacidade de transporte por gasodutos podem restringir o crescimento da produção em determinados períodos. (EIA, 2026).

A expansão da produção doméstica modificou a posição dos EUA no mercado internacional de energia. No caso do gás natural, o aumento da oferta interna, associado à expansão da infraestrutura de transporte, processamento e liquefação, criou as condições para o desenvolvimento das exportações de GNL. O país passou de uma posição historicamente marcada pela necessidade de importações de gás natural para a condição de um dos principais exportadores mundiais de GNL. A transformação foi resultado não apenas do crescimento da produção, mas também dos investimentos realizados ao longo da cadeia de valor do gás natural.

Os efeitos econômicos da expansão também alcançaram segmentos situados a jusante da cadeia energética. A maior disponibilidade de gás natural contribuiu para ampliar a oferta de matéria-prima e energia para atividades industriais como petroquímica, produção de fertilizantes e geração termelétrica. A influência sobre a competitividade industrial, contudo, não deve ser atribuída exclusivamente ao desenvolvimento do *shale*, pois preços internacionais, disponibilidade de infraestrutura, investimentos, condições macroeconômicas, estrutura de mercado e política energética também contribuíram para os resultados observados.

A experiência norte-americana demonstra que o desenvolvimento de recursos não convencionais dependeu de um conjunto de condições que ultrapassa a existência de recursos geológicos e a disponibilidade das tecnologias de perfuração e fraturamento. Entre os fatores relevantes destacam-se o conhecimento acumulado sobre as bacias sedimentares, a disponibilidade de capital, a existência de empresas de serviços especializados, a capacidade de inovação tecnológica, a infraestrutura de coleta, processamento e transporte, a presença de mercados consumidores e a possibilidade de replicação e padronização das operações.

A escala da atividade também produziu ganhos associados ao chamado *manufacturing approach*, caracterizado pela repetição e padronização de operações de perfuração, completação e estimulação em numerosos poços. Esse modelo permitiu que as empresas acumulassem conhecimento operacional, identificassem parâmetros mais eficientes de desenvolvimento e reduzissem custos ao longo do processo de aprendizagem. Dessa forma, a produtividade dos poços e a eficiência operacional passaram a constituir elementos centrais da competitividade dos projetos não convencionais.

O ambiente regulatório norte-americano também apresenta características relevantes para a análise. A exploração e produção de petróleo e gás estão sujeitas a diferentes níveis de regulação, envolvendo autoridades federais, estaduais e, em determinados casos, tribais e locais. A distribuição de competências varia conforme a matéria regulada, a localização do empreendimento e a natureza da atividade. No caso da injeção subterrânea de fluidos, por exemplo, a estrutura federal do *Underground Injection Control* (UIC) admite que estados e tribos assumam autoridade primária para a implementação dos respectivos programas, resultando em diferenças regulatórias entre jurisdições.

Essa estrutura contribuiu para que a exploração de recursos não convencionais se desenvolvesse de forma diferenciada entre os estados produtores. Texas, North Dakota, Pennsylvania, Oklahoma e outros estados estabeleceram regras específicas para diferentes aspectos da atividade, incluindo perfuração, produção, gestão de água e resíduos e controle ambiental. Assim, a experiência norte-americana não pode ser caracterizada simplesmente como resultado de uma ausência de regulação, mas como consequência de uma estrutura institucional descentralizada, na qual diferentes autoridades exercem competências sobre aspectos distintos da cadeia produtiva.

A dimensão ambiental constitui, por sua vez, um dos principais elementos de complexidade da experiência norte-americana. A expansão do fraturamento hidráulico trouxe questões relacionadas à captação e ao uso da água, proteção dos recursos hídricos subterrâneos, integridade dos poços, gerenciamento de *flowback* e água produzida, disposição e reutilização de efluentes, emissões de metano e sismicidade induzida. A avaliação da *Environmental Protection Agency* (EPA) concluiu que atividades associadas ao ciclo da água do fraturamento hidráulico podem afetar recursos hídricos para consumo humano em determinadas circunstâncias, embora também tenha identificado lacunas de dados e incertezas que dificultam a quantificação da frequência e da magnitude desses impactos em escala nacional. (EPA, 2016).

A sismicidade induzida constitui outro aspecto que exige tratamento tecnicamente diferenciado. A evidência disponível indica que os eventos sísmicos associados à indústria de petróleo e gás podem resultar tanto da estimulação hidráulica quanto, principalmente em determinadas regiões, da injeção subterrânea de grandes volumes de águas residuais. Segundo o *U.S. Geological Survey* (USGS), a maior parte do aumento recente da sismicidade no centro dos EUA está associada à disposição de fluidos residuais por meio de poços de injeção profunda, e não diretamente ao fraturamento hidráulico. Isso não significa que o fraturamento hidráulico seja desprovido de risco sísmico, mas demonstra a necessidade de distinguir os mecanismos e as etapas do processo produtivo na avaliação dos impactos.

A experiência dos EUA demonstra, portanto, que a transformação de recursos não convencionais em produção comercial resultou da combinação entre potencial geológico, inovação tecnológica, conhecimento acumulado, escala operacional, disponibilidade de capital, cadeia de fornecedores, infraestrutura, acesso aos mercados e ambiente institucional. O desenvolvimento ocorreu ao longo de várias décadas e envolveu um processo contínuo de experimentação, aprendizado e redução de custos, e não apenas a introdução do fraturamento hidráulico.

Para a análise do caso brasileiro, essa experiência deve ser utilizada com cautela. As condições geológicas, institucionais, empresariais, financeiras e de infraestrutura dos EUA são específicas e não podem ser reproduzidas automaticamente em outros países. A principal lição para o Brasil não consiste, portanto, em replicar o modelo norte-americano, mas em identificar quais condições foram necessárias para transformar recursos geológicos em reservas e produção comercial e avaliar em que medida essas condições estão presentes no país. Essa perspectiva será particularmente relevante na análise da experiência argentina e, posteriormente, do potencial brasileiro.

2.2. Argentina

A Argentina constitui a principal experiência latino-americana de desenvolvimento comercial de recursos de petróleo e gás natural não convencionais. Embora o país disponha de diferentes formações com potencial para esse tipo de exploração, a expansão da atividade concentrou-se principalmente na formação Vaca Muerta, localizada na Bacia de Neuquén, no oeste do país. A experiência argentina apresenta particular relevância para o Brasil por demonstrar a possibilidade de desenvolver recursos não convencionais em um contexto geológico e institucional distinto do norte-americano, mas também por evidenciar a importância da infraestrutura, das condições regulatórias e da previsibilidade econômica para a consolidação da atividade.

A identificação do potencial de Vaca Muerta antecede a atual fase de expansão da produção. Avaliações internacionais de recursos não convencionais já indicavam a existência de volumes expressivos de gás e petróleo tecnicamente recuperáveis na formação. Segundo a EIA, Vaca Muerta possui aproximadamente 308 trilhões de pés cúbicos (Tcf) de gás de folhelho e 16 bilhões de barris de petróleo e condensado tecnicamente recuperáveis. Esses volumes representam recursos tecnicamente recuperáveis e, portanto, não devem ser confundidos com reservas ou com volumes cuja produção seja necessariamente economicamente viável.

A formação Vaca Muerta está localizada predominantemente na província de Neuquén e apresenta características geológicas favoráveis ao desenvolvimento de recursos não convencionais, incluindo elevada extensão, espessura e condições de maturidade térmica adequadas à geração de petróleo e gás. A formação também apresenta diferentes áreas com predominância de óleo, gás úmido e gás seco, o que contribui para a diversidade de oportunidades de desenvolvimento. A Figura 3 apresenta a localização da formação e sua inserção na Bacia de Neuquén, permitindo visualizar a dimensão territorial da principal área de desenvolvimento de recursos não convencionais da Argentina.

Figura 3 – Localização e áreas de ocorrência da formação Vaca Muerta na Bacia de Neuquén



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

A localização e a extensão de Vaca Muerta ajudam a compreender a dimensão territorial do principal ativo não convencional argentino e a concentração das atividades de exploração e produção na Bacia de Neuquén. A formação apresenta características geológicas comparáveis às de importantes *plays* norte-americanos, embora seu desenvolvimento tenha ocorrido em condições institucionais, econômicas e de infraestrutura próprias da Argentina.

Apesar do elevado potencial geológico, a transformação dos recursos em produção comercial ocorreu de forma gradual. A exploração de Vaca Muerta avançou inicialmente por meio de campanhas de avaliação e projetos-piloto, com participação de empresas nacionais e internacionais. A partir da década de 2010, o desenvolvimento da formação ganhou maior escala, especialmente com a incorporação sistemática de técnicas de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico de múltiplos estágios, permitindo ampliar a produtividade dos poços e acumular conhecimento operacional sobre os reservatórios.

A expansão da produção ganhou maior intensidade na década de 2020. Entre janeiro de 2021 e setembro de 2024, a produção de petróleo da Argentina aumentou 50%, enquanto a produção de gás natural cresceu 27%, aproximando os dois mercados dos níveis observados no início dos anos 2000. Segundo a EIA, o crescimento esteve associado principalmente à expansão de Vaca Muerta, ao aumento da atividade de perfuração, aos avanços tecnológicos e à melhoria da infraestrutura.

No caso do petróleo, os resultados são particularmente expressivos. Em setembro de 2024, a produção argentina alcançou aproximadamente 738 mil barris por dia (b/d), o maior nível mensal desde 2003, enquanto Vaca Muerta respondeu por 58% da produção nacional. A trajetória de crescimento prosseguiu em 2025. A EIA estima que a produção argentina tenha alcançado média de 740 mil b/d em 2025, com Vaca Muerta respondendo por aproximadamente 62% da produção entre janeiro e outubro. Para 2026, a EIA projetou produção média de aproximadamente 810 mil b/d, mantendo Vaca Muerta como principal vetor de expansão da oferta argentina.

A expansão também foi significativa no mercado de gás natural. Em setembro de 2024, Vaca Muerta respondeu por aproximadamente 74% da produção argentina de gás natural, equivalente a cerca de 3,8 bilhões de pés cúbicos por dia (Bcf/d). A produção nacional alcançou, em agosto daquele ano, aproximadamente 5,4 Bcf/d, o maior nível mensal em 21 anos. Esses resultados evidenciam a transformação de Vaca Muerta de um recurso potencial em uma fonte central do abastecimento energético argentino.

A evolução da produção de gás apresenta, contudo, uma característica importante: a sazonalidade da demanda argentina. Historicamente, a produção doméstica não era suficiente para atender ao consumo durante os períodos de maior demanda, especialmente no inverno, levando o país a recorrer a importações por gasodutos e de GNL. A expansão de Vaca Muerta modificou progressivamente esse quadro ao aumentar a disponibilidade de gás doméstico e reduzir a necessidade de importações. Entretanto, a limitada capacidade de armazenamento subterrâneo de gás continua sendo um condicionante para o aproveitamento integral da produção nos períodos de menor demanda.

A infraestrutura constituiu, portanto, um dos principais condicionantes do desenvolvimento de Vaca Muerta. O crescimento da produção exigiu investimentos em sistemas de coleta, processamento e transporte, especialmente em gasodutos e oleodutos destinados a conectar a região produtora aos principais centros consumidores e às estruturas de exportação. A expansão dessa infraestrutura acompanhou o crescimento da produção e passou a desempenhar papel central na redução das restrições ao escoamento de petróleo e gás natural.

A infraestrutura de gás apresenta importância ainda maior devido à necessidade de compatibilizar a produção relativamente contínua dos reservatórios com a sazonalidade do consumo argentino. Dessa forma, a ampliação da capacidade de transporte e a criação de novos mercados consumidores constituem elementos importantes para a valorização econômica da produção de Vaca Muerta. A expansão da infraestrutura também permite reduzir a necessidade de importações durante períodos de maior demanda e criar condições para o crescimento das exportações regionais.

A expansão recente dos gasodutos passou a produzir efeitos também sobre o comércio regional de gás natural. O gasoduto Perito Francisco Pascasio Moreno, anteriormente denominado Presidente Néstor Kirchner, entrou em operação em 2023 e ampliou a capacidade de transporte de gás de Vaca Muerta para o norte do país. O empreendimento possui capacidade inicial de aproximadamente 0,7 Bcf/d, enquanto uma segunda etapa planejada poderá elevar essa capacidade para cerca de 1,2 Bcf/d. Paralelamente, projetos de reversão de gasodutos existentes passaram a permitir o direcionamento de gás produzido no sul para regiões anteriormente dependentes de importações, inclusive criando condições para o aumento das exportações para o Brasil.

No setor de petróleo, a ampliação da capacidade de transporte também contribuiu para acelerar o desenvolvimento da formação. A entrada em operação de novos oleodutos permitiu reduzir restrições ao escoamento da produção e ampliar as possibilidades de exportação. Essa infraestrutura é particularmente relevante para recursos não convencionais porque o aumento da produção ocorre por meio da perfuração contínua de numerosos poços e, consequentemente, pode criar rapidamente restrições de capacidade caso o transporte não acompanhe o ritmo de desenvolvimento.

O crescimento da produção já produziu efeitos sobre o comércio exterior argentino. As exportações de petróleo da Argentina aumentaram, em média, 33% ao ano entre 2017 e 2023, passando de aproximadamente 30 mil b/d para 128 mil b/d. Em 2023, o petróleo de folhelho respondeu por cerca de 70% das exportações argentinas de petróleo. Os principais destinos foram EUA, Brasil e Chile.

No mercado de gás natural, o aumento da produção doméstica e a expansão da infraestrutura reduziram a necessidade de importações. Nos primeiros nove meses de 2024, as importações argentinas de GNL diminuíram 43% em relação ao mesmo período de 2023, enquanto as importações de gás natural por gasodutos recuaram 47%. Ao mesmo tempo, as exportações para países vizinhos, especialmente Chile e Uruguai, aumentaram. A possibilidade de ampliação das exportações para o Brasil constitui uma consequência particularmente relevante para a integração energética regional.

O desenvolvimento argentino também esteve associado à adoção de políticas destinadas a aumentar a atratividade dos investimentos no setor. A expansão da atividade ocorreu em um ambiente no qual o governo buscou estimular a produção de hidrocarbonetos não convencionais, enquanto empresas nacionais e internacionais ampliaram os investimentos em perfuração e infraestrutura. A combinação entre disponibilidade de recursos geológicos, experiência operacional acumulada, investimentos e melhoria da infraestrutura contribuiu para acelerar o desenvolvimento de Vaca Muerta.

A experiência argentina evidencia, entretanto, que potencial geológico e tecnologia não são suficientes para garantir o desenvolvimento sustentado da produção. A atividade esteve sujeita a períodos de instabilidade macroeconômica, restrições cambiais, mudanças nas condições regulatórias e limitações de infraestrutura. Esses fatores afetaram a capacidade de investimento e a velocidade de expansão da produção, demonstrando que a competitividade dos recursos não convencionais depende de condições econômicas e institucionais que ultrapassam as características do reservatório.

Outro aspecto relevante é a escala alcançada pelas operações. Assim como ocorreu nos EUA, a repetição de campanhas de perfuração e completação em Vaca Muerta permitiu acumular conhecimento geológico e operacional e melhorar a produtividade dos poços. A experiência acumulada contribuiu para aumentar a eficiência das operações e reforçou a importância do aprendizado tecnológico e da padronização para a competitividade dos projetos.

A trajetória de Vaca Muerta também produziu efeitos sobre a segurança energética e a balança energética argentina. O aumento da produção doméstica de petróleo ampliou a disponibilidade para o mercado interno e criou condições para o crescimento das exportações. No gás natural, o aumento da oferta reduziu a necessidade de importações e abriu perspectivas para o país ampliar sua participação no mercado regional, especialmente por meio das exportações por gasodutos para países vizinhos e do desenvolvimento de projetos de GNL.

A experiência argentina demonstra, portanto, que o desenvolvimento de recursos não convencionais pode avançar de forma significativa fora do contexto norte-americano, desde que exista uma combinação de potencial geológico, conhecimento técnico, investimentos, infraestrutura e condições regulatórias e econômicas favoráveis. Ao mesmo tempo, o caso evidencia que a disponibilidade de recursos no subsolo não garante, por si só, sua transformação em produção competitiva. A capacidade de escoamento, a estabilidade das regras, o acesso a capital e a existência de mercados consumidores são elementos igualmente relevantes.

Para o Brasil, a experiência de Vaca Muerta apresenta uma lição particularmente importante. A Argentina não reproduziu integralmente o modelo norte-americano; adaptou tecnologias e práticas desenvolvidas nos EUA às características geológicas, institucionais e econômicas próprias do país. Dessa forma, a principal contribuição dessa experiência para a análise brasileira não está na reprodução de políticas específicas, mas na demonstração de que o desenvolvimento de recursos não convencionais exige uma estratégia integrada, na qual exploração, infraestrutura, regulação, investimentos e mercado evoluam de forma coordenada.

Essa experiência também reforça a importância de uma etapa exploratória capaz de reduzir incertezas sobre a produtividade dos reservatórios. No caso brasileiro, em que o conhecimento sobre diversas formações potencialmente favoráveis ainda é limitado, a realização de campanhas exploratórias e testes de produção pode ser necessária para transformar estimativas de recursos em informações mais precisas sobre produtividade, recuperação técnica e viabilidade econômica. Nesse sentido, Vaca Muerta constitui não apenas um exemplo de produção em larga escala, mas também de como o aprendizado obtido por meio da exploração e do desenvolvimento progressivo dos reservatórios pode reduzir incertezas e melhorar a tomada de decisão dos investimentos.

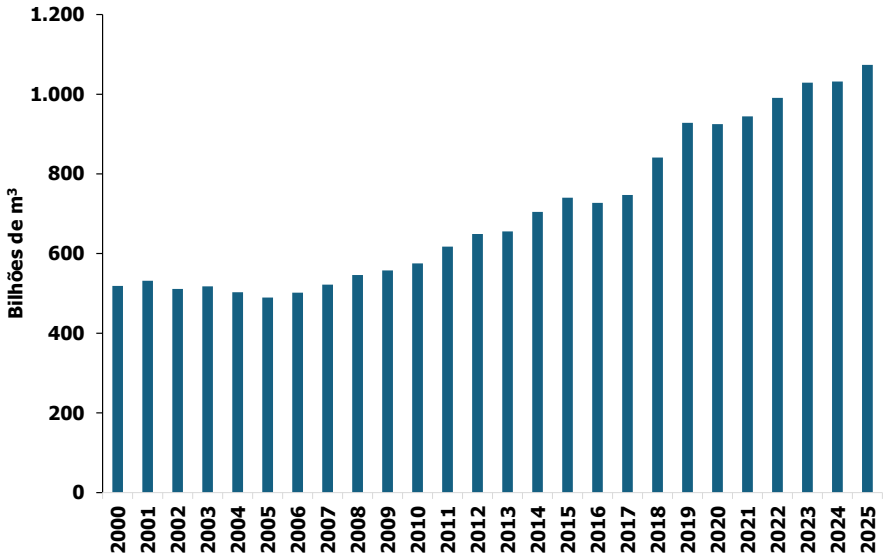
2.3. Lições para o Brasil

As experiências dos EUA e da Argentina demonstram que o desenvolvimento de recursos de petróleo e gás natural não convencionais depende da combinação de condições que ultrapassam a existência de recursos geológicos e a disponibilidade das tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico. Em ambos os países, a transformação de recursos em produção comercial ocorreu por meio de processos graduais de redução do risco exploratório, aprendizado tecnológico, expansão da infraestrutura, formação de cadeias de

fornecedores, desenvolvimento de mercados e criação de condições institucionais capazes de sustentar investimentos de longo prazo.

Os resultados alcançados pelos dois países evidenciam a dimensão que essa atividade pode assumir quando essas condições são progressivamente estabelecidas. Nos EUA, a expansão da produção de gás natural esteve associada à rápida disseminação dos recursos de folhelho e à consolidação de uma cadeia produtiva especializada. Na Argentina, a expansão de Vaca Muerta modificou a composição da oferta doméstica de gás natural e passou a contribuir de forma crescente para o abastecimento do mercado interno.

Figura 4 – Evolução da produção de gás natural nos EUA (2000–2025), destacando a participação crescente do *shale gas*.

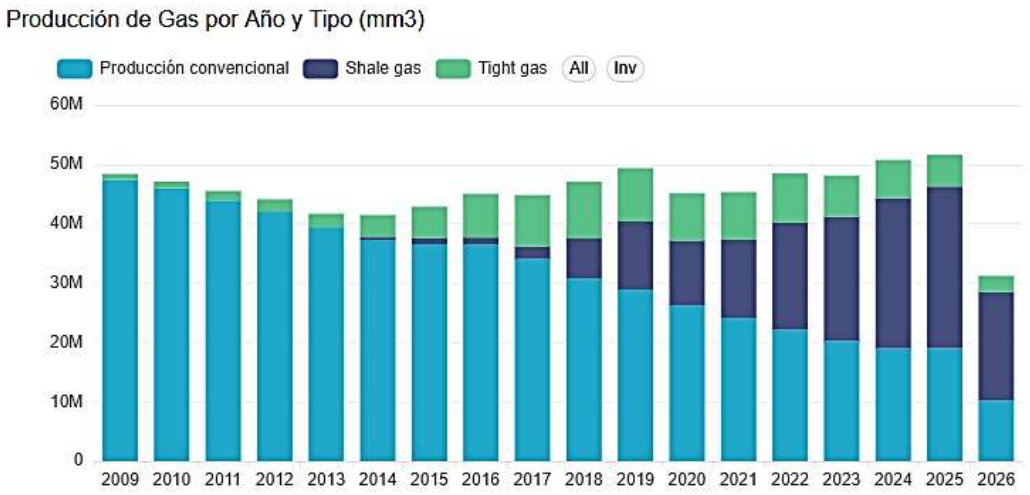


Fonte: Elaboração própria com base em Energy Institute (2026)

A trajetória norte-americana evidencia a importância da escala e do aprendizado acumulado. A expansão inicial ocorreu em formações específicas e foi progressivamente replicada em outras áreas, à medida que as empresas aprimoraram as técnicas de perfuração, completação e estimulação. O aumento do número de poços permitiu ampliar o conhecimento sobre os reservatórios, identificar parâmetros operacionais mais eficientes e reduzir custos, criando condições para a expansão da atividade para novas formações.

A experiência argentina apresenta trajetória distinta, mas confirma a importância desses mesmos mecanismos. A evolução da produção argentina de gás natural por tipo de recurso, apresentada na Figura 5, evidencia a crescente participação dos recursos não convencionais na oferta doméstica e a transformação da estrutura produtiva do setor.

Figura 5 – Produção de gás natural na Argentina, por tipo de recurso, 2000–2026



Fonte: elaboração própria, com base em Secretaría de Energía de la República Argentina (2026)

A comparação entre os dois países permite identificar aspectos particularmente relevantes para a avaliação do potencial brasileiro. O primeiro deles está relacionado ao grau de conhecimento sobre os recursos geológicos. Estimativas de recursos constituem uma etapa inicial do processo e não permitem concluir, isoladamente, pela existência de reservas ou pela viabilidade econômica da produção. A passagem de recursos estimados para produção exige conhecimento geológico mais detalhado, perfuração exploratória, testes de produtividade e avaliação econômica dos reservatórios.

Essa questão é particularmente relevante no Brasil. Estudos da EPE identificam áreas com potencial para diferentes tipos de recursos não convencionais em diversas bacias sedimentares, mas também ressaltam que parte das estimativas disponíveis ainda decorre de analogias geológicas e não foi confirmada por campanhas exploratórias específicas. O desafio inicial consiste, portanto, em transformar o conhecimento prospectivo existente em informação geológica e produtiva suficientemente robusta para permitir uma avaliação objetiva do potencial econômico dos recursos.

A experiência internacional também demonstra que a tecnologia precisa ser adaptada às características de cada formação. As técnicas atualmente empregadas nos grandes *plays* norte-americanos resultaram de décadas de pesquisa, experimentação e aperfeiçoamento. A Argentina, por sua vez, incorporou essas tecnologias às características específicas de Vaca Muerta, acumulando conhecimento próprio sobre perfuração, completação e estimulação.

Para o Brasil, isso significa que uma eventual exploração não convencional não deveria partir da premissa de que tecnologias desenvolvidas em outras formações apresentarão necessariamente o mesmo desempenho nas bacias brasileiras. A produtividade dos poços, os parâmetros de fraturamento, os custos de perfuração e completação e a recuperação final dependerão das características específicas de cada formação. Projetos-piloto e campanhas exploratórias controladas poderiam, nesse contexto, desempenhar papel importante na geração de conhecimento e na avaliação da aplicabilidade das tecnologias.

Outro aspecto central é a infraestrutura necessária para acompanhar o desenvolvimento da produção. Nos EUA, a existência de uma extensa infraestrutura de coleta, processamento e transporte contribuiu para a expansão da atividade. Na Argentina, o crescimento de Vaca Muerta tornou evidente a necessidade de ampliar a capacidade de transporte e processamento, com investimentos em gasodutos, oleodutos e instalações associadas.

No Brasil, essa questão apresenta desafios específicos porque as áreas potencialmente favoráveis estão distribuídas por diferentes bacias sedimentares terrestres e nem todas dispõem de infraestrutura compatível com uma produção de grande escala. A eventual viabilidade econômica dos recursos dependeria, portanto, da relação entre produtividade dos poços e custos de conexão aos sistemas de coleta, processamento e transporte.

A proximidade dos mercados consumidores e a possibilidade de integração com a infraestrutura existente também constituiriam fatores relevantes para a decisão de investimento.

A previsibilidade regulatória e a segurança jurídica constituem igualmente elementos importantes. O desenvolvimento dos recursos não convencionais nos EUA e na Argentina ocorreu sob estruturas institucionais distintas, mas em ambos os casos os agentes econômicos encontraram condições para estruturar projetos e avaliar seus riscos. Isso não significa ausência de regulação. Ao contrário, a atividade está submetida a requisitos técnicos, ambientais e operacionais que foram sendo aperfeiçoados à medida que a indústria se desenvolveu.

No Brasil, essa dimensão assume importância particular em razão das controvérsias que acompanharam as primeiras iniciativas de exploração não convencional. A experiência desde a 12ª Rodada de Licitações demonstra que a existência de normas técnicas específicas não elimina, por si só, a percepção de risco quando permanecem incertezas relacionadas ao licenciamento ambiental, às competências institucionais e à própria possibilidade jurídica de realização da atividade.

A previsibilidade regulatória não deve ser entendida como redução das exigências ambientais ou flexibilização dos controles públicos. Significa, antes, estabelecer procedimentos, competências, critérios técnicos e requisitos ambientais suficientemente claros para que empresas e órgãos públicos possam avaliar previamente as condições de realização dos projetos. A definição de regras transparentes pode contribuir simultaneamente para a proteção ambiental e para a redução da incerteza associada aos investimentos.

A gestão ambiental constitui outro elemento que não pode ser dissociado da avaliação econômica da atividade. Os casos norte-americano e argentino demonstram que o desenvolvimento de recursos não convencionais pode gerar questionamentos relacionados ao uso da água, integridade dos poços, gerenciamento de efluentes, emissões de metano, ocupação territorial e sismicidade induzida. A intensidade desses impactos, contudo, depende das características geológicas e das práticas utilizadas em cada empreendimento.

Para o Brasil, uma eventual expansão da atividade exigiria licenciamento ambiental baseado em critérios técnicos, monitoramento sistemático, transparência das informações e mecanismos de fiscalização capazes de acompanhar todo o ciclo de vida dos projetos. A existência de procedimentos ambientais previsíveis pode ser particularmente importante em uma atividade sujeita a controvérsias públicas, pois permite que os riscos sejam avaliados com base em informações técnicas e nas características específicas de cada área.

A experiência norte-americana evidencia ainda a importância da formação de uma cadeia produtiva compatível com o modelo de desenvolvimento não convencional. O padrão de produção depende de elevada frequência de perfuração e completação, o que exige empresas de serviços especializadas, equipamentos, mão de obra qualificada e logística adequada. A repetição das operações permite acumular conhecimento e reduzir custos, reforçando o chamado *manufacturing approach*.

O Brasil possui uma indústria de petróleo e gás natural tecnologicamente avançada, mas sua experiência está fortemente associada à exploração *offshore* e, particularmente, ao desenvolvimento de águas profundas e ultraprofundas. Essa capacidade constitui uma vantagem tecnológica e empresarial importante, mas não elimina a necessidade de desenvolver competências específicas para um modelo de produção terrestre caracterizado por maior número de poços, ciclos operacionais mais curtos e forte dependência da eficiência da cadeia de serviços.

A existência de mercados capazes de absorver a produção também constitui condição relevante. O crescimento do gás natural nos EUA esteve associado à expansão do consumo industrial, da geração termelétrica e, posteriormente, das exportações de GNL. Na Argentina, o crescimento de Vaca Muerta permitiu reduzir importações e ampliar as exportações regionais. Em ambos os casos, a existência de mercados contribuiu para transformar o aumento da produção em valor econômico.

No Brasil, uma eventual produção adicional de gás natural poderia ampliar a oferta para segmentos como indústria, geração termelétrica, fertilizantes e outros consumidores, além de contribuir para a segurança do abastecimento. Entretanto, o aproveitamento econômico dessa oferta dependeria da existência de

infraestrutura e de condições de mercado capazes de remunerar os investimentos necessários à produção, ao processamento e ao transporte.

A comparação entre EUA e Argentina evidencia, portanto, que o desenvolvimento não convencional é um processo cumulativo. A existência de uma formação geológica favorável constitui apenas o ponto de partida. A cada etapa — exploração, perfuração, completação, produção e expansão da infraestrutura — são geradas informações que reduzem incertezas e permitem aperfeiçoar as decisões seguintes. Quanto maior a capacidade de transformar esse aprendizado em ganhos de produtividade e redução de custos, maior tende a ser a competitividade dos projetos.

Essa característica é particularmente relevante para o Brasil. Diante do reduzido conhecimento exploratório de algumas formações potencialmente favoráveis, uma eventual estratégia de desenvolvimento deveria privilegiar uma abordagem gradual, baseada em levantamento de dados, exploração, projetos-piloto, testes de produção, monitoramento ambiental e avaliação econômica. Os resultados obtidos em cada etapa poderiam orientar a decisão sobre a continuidade ou ampliação das atividades.

A experiência internacional também recomenda cautela na transposição de modelos. Os EUA não constituem um modelo diretamente replicável no Brasil, pois seu desenvolvimento ocorreu em condições geológicas, institucionais, empresariais e de infraestrutura específicas. A Argentina, embora mais próxima da realidade brasileira em termos regionais, também apresenta condições particulares relacionadas à formação Vaca Muerta, à estrutura institucional e ao mercado energético. O objetivo da comparação deve ser identificar os fatores que contribuíram para o desenvolvimento dessas experiências e avaliar sua aplicabilidade às condições brasileiras.

Nesse sentido, a discussão sobre recursos não convencionais no Brasil deve superar a dicotomia entre considerar esses recursos como uma solução imediata para a oferta de petróleo e gás ou descartá-los previamente em razão dos desafios ambientais e regulatórios. A questão central é determinar, por meio de conhecimento técnico e atividades exploratórias adequadamente reguladas, se parte desses recursos pode ser produzida de maneira tecnicamente segura, economicamente competitiva e ambientalmente compatível com as condições brasileiras.

A principal conclusão decorrente da experiência internacional é que o potencial geológico constitui apenas o ponto de partida. A transformação desse potencial em produção exige um processo prolongado de aprendizado, investimentos, desenvolvimento tecnológico, infraestrutura, previsibilidade regulatória e gestão dos impactos ambientais. Para o Brasil, uma abordagem gradual e baseada em evidências permitiria reduzir as incertezas existentes e avaliar, de maneira mais objetiva, se os recursos não convencionais podem representar uma oportunidade efetiva para a segurança energética, a competitividade industrial e o desenvolvimento regional.

3. A exploração não convencional no Brasil

Situação atual, marco regulatório, potencial geológico das bacias brasileira e principais entraves existentes.

A exploração de petróleo e gás natural em reservatórios não convencionais no Brasil permanece em estágio significativamente menos desenvolvido do que nos EUA e na Argentina. Embora estudos geológicos nacionais e internacionais indiquem a ocorrência de formações com potencial para *shale gas*, *shale oil* e *tight gas* em diversas bacias sedimentares terrestres, o país ainda não dispõe de uma indústria comercial de produção de hidrocarbonetos não convencionais. O principal fator que diferencia o Brasil das experiências internacionais não é, portanto, a inexistência de recursos potenciais ou de tecnologias disponíveis, mas a ausência de um ciclo exploratório suficientemente amplo para caracterizar os reservatórios, testar sua produtividade e determinar sua viabilidade econômica e ambiental.

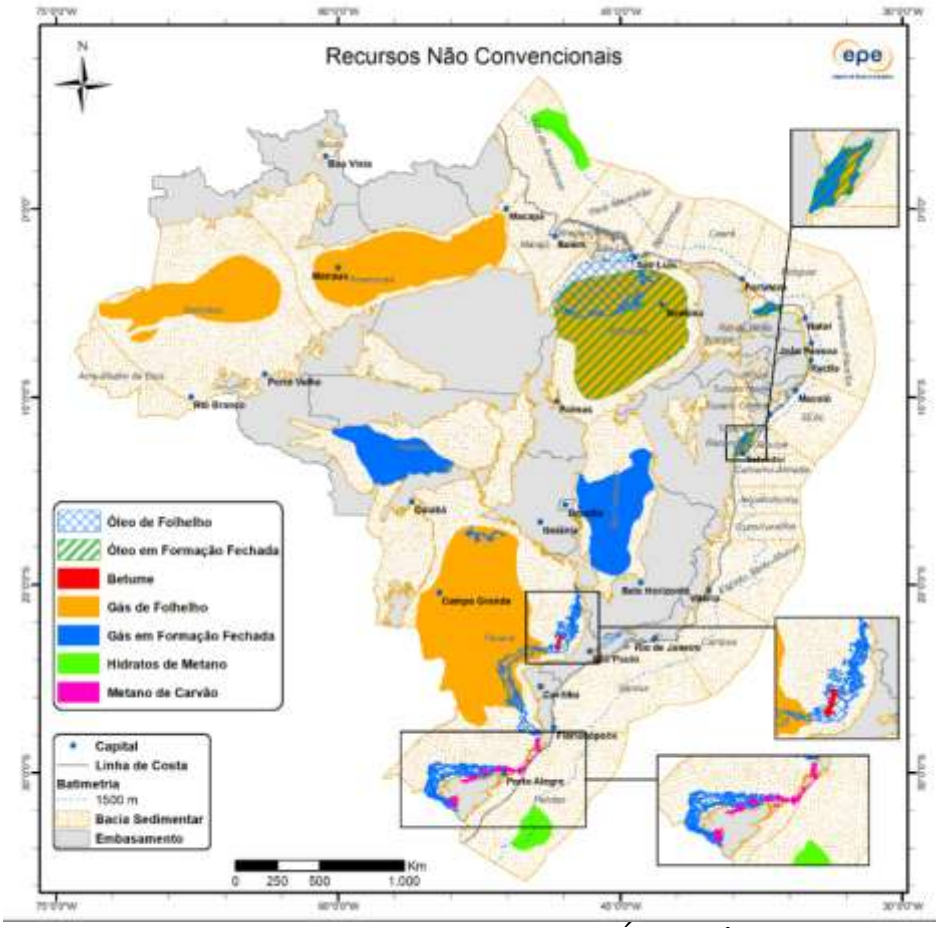
Essa condição resulta de uma trajetória marcada, de um lado, pela identificação progressiva do potencial geológico das bacias brasileiras e, de outro, pela interrupção ou limitação das iniciativas exploratórias associadas ao fraturamento hidráulico. A partir da 12ª Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2013, o Brasil chegou a estruturar um programa exploratório que pretendia ampliar o conhecimento sobre rochas geradoras e reservatórios de baixa permeabilidade. Entretanto, a judicialização da atividade, as controvérsias relacionadas ao licenciamento ambiental e a necessidade de avaliações ambientais prévias limitaram a execução dos programas originalmente previstos.

O resultado é uma situação particular: o Brasil possui estimativas relevantes de recursos não convencionais, mas dispõe de informações muito mais limitadas sobre a parcela efetivamente recuperável e economicamente produzível. Essa diferença entre potencial geológico e conhecimento sobre produtividade é fundamental para compreender a situação atual da atividade no país.

3.1. Potencial geológico e evolução da exploração

O potencial brasileiro para recursos não convencionais está concentrado predominantemente em bacias sedimentares terrestres. Estudos da EPE, da ANP e de outras instituições identificaram ocorrências potenciais de diferentes tipos de recursos em aproximadamente 14 bacias sedimentares. A EPE estima que as áreas de ocorrência potencial de recursos não convencionais somem cerca de 2,34 milhões de km², correspondentes a aproximadamente 30% da área sedimentar considerada nos estudos. A instituição ressalta, entretanto, que o conhecimento sobre o potencial pleno desses recursos ainda é limitado. A distribuição das principais bacias sedimentares com potencial para recursos não convencionais pode ser visualizada na Figura 7.

Figura 7 – Principais bacias sedimentares brasileiras com potencial para recursos não convencionais



Fonte: Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás 2021 (EPE)

A distribuição do potencial brasileiro é geologicamente heterogênea e envolve diferentes tipos de reservatórios. As bacias do Paraná, Parnaíba, Solimões e Amazonas apresentam interesse principalmente para recursos associados a formações de folhelho, enquanto as bacias do Recôncavo, São Francisco e Parecis apresentam perspectivas relevantes para reservatórios de baixa permeabilidade, incluindo *tight gas*. Essa distinção é importante porque o termo "não convencional" abrange diferentes sistemas petrolíferos e condições de produção, não sendo adequado tratar todas as bacias brasileiras como portadoras de um único tipo de recurso.

No caso da Bacia do Paraná, a Formação Ponta Grossa constitui uma das principais unidades de interesse para recursos associados a folhelhos. Na Bacia do Parnaíba, destaca-se a Formação Pimenteiras, enquanto, na Bacia do Recôncavo, estudos exploratórios consideraram o Membro Gomo da Formação Candeias. Na Bacia dos Parecis, a investigação concentrou-se, entre outras unidades, na Formação Puga**,** enquanto no contexto da Bacia do São Francisco foram considerados objetivos associados ao Grupo Paranoá. Essas unidades estiveram entre os principais alvos considerados no programa exploratório associado à 12ª Rodada de Licitações.

Quadro 1 – Principais bacias e unidades geológicas de interesse para recursos não convencionais no Brasil

Bacia sedimentar	Unidade/formação de interesse	Principal perspectiva
Paraná	Formação Ponta Grossa	*Shale gas* e recursos associados a folhelhos
Parnaíba	Formação Pimenteiras	*Shale gas*
Amazonas	Unidades de folhelho de interesse exploratório	*Shale gas*
Solimões	Unidades de folhelho de interesse exploratório	*Shale gas*
Recôncavo	Membro Gomo da Formação Candeias	Recursos de baixa permeabilidade
Parecis	Formação Puga	Recursos de baixa permeabilidade
São Francisco	Grupo Paranoá e outras unidades de interesse	*Tight gas* e outros recursos de baixa permeabilidade

Fonte: elaboração própria, com base em ANP e EPE

As estimativas quantitativas disponíveis devem, contudo, ser interpretadas com cautela. O estudo da EIA, publicado em 2013, estimou para o Brasil aproximadamente 245 trilhões de pés cúbicos (Tcf), equivalentes a cerca de 6,9 trilhões de m³, de recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho, colocando o país entre os dez maiores detentores mundiais desse tipo de recurso à época. Trata-se, porém, de uma estimativa de recursos tecnicamente recuperáveis baseada em avaliação geológica e analogias, e não de reservas comprovadas ou de volumes cuja produção comercial tenha sido demonstrada.

Essa ressalva tornou-se ainda mais importante nos estudos mais recentes. O PNE 2055, em seu *Caderno de Potencial dos Recursos Energéticos*, publicado pela EPE em 2026, continua utilizando a estimativa de aproximadamente 6,9 trilhões de m³ atribuída à EIA, mas ressalta expressamente que esses volumes foram obtidos por analogia com formações semelhantes em outros países e que ainda não foram confirmados em campo, uma vez que o Brasil não realizou estudos específicos suficientes para esse tipo de reservatório.

Há também estimativas superiores. Em estudos anteriores divulgados pela EPE, foi mencionado um volume de aproximadamente 15,1 trilhões de m³ associado conjuntamente às bacias dos Parecis, Parnaíba, Recôncavo e São Francisco. Para fins de rigor metodológico, entretanto, esse número não deve ser apresentado como uma nova estimativa nacional da EPE. O próprio PDE 2035, publicado em 2026, registra que a EIA estimou 6,9 trilhões de m³ e que "algumas estimativas" podem alcançar cerca de 15 trilhões de m³.

A diferença entre essas estimativas não representa necessariamente uma revisão do potencial brasileiro, mas decorre de diferentes metodologias, áreas avaliadas, definições de recursos e bases de dados utilizadas. Por essa razão, os volumes devem ser tratados como estimativas de potencial, e não como uma base quantitativa consolidada para projeção da produção futura.

O principal limite dessas estimativas está, portanto, na distância entre a identificação geológica de um recurso e a demonstração de sua capacidade de produção. A transformação de um recurso prospectivo em reserva exige uma sequência de atividades exploratórias. São necessários dados geológicos e petrofísicos mais detalhados, perfuração de poços, amostragem e caracterização das rochas, testes de formação, avaliação da resposta ao estímulo hidráulico, acompanhamento das taxas de produção e estimativas das curvas de declínio. Somente a partir desse conjunto de informações é possível reduzir as incertezas sobre produtividade, fator de recuperação e custos de desenvolvimento.

Foi nesse contexto que a 12ª Rodada de Licitações da ANP adquiriu particular relevância para a exploração dos recursos não convencionais no Brasil. Realizada em 28 de novembro de 2013, a rodada ofertou 240 blocos em sete bacias sedimentares, sendo 110 blocos em áreas classificadas como novas fronteiras — Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba e São Francisco — e 130 blocos nas bacias maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas.

O desenho exploratório adotado naquela rodada tinha, entre seus objetivos, ampliar o conhecimento sobre as rochas geradoras e os potenciais reservatórios de baixa permeabilidade. Para diversos setores, o primeiro poço da fase de exploração deveria atravessar um objetivo estratigráfico mínimo e realizar perfis, amostragens e análises específicas. Entre os parâmetros previstos encontravam-se carbono orgânico total, pirólise Rock-Eval, reflectância da vitrinita, petrografia orgânica, mineralogia, porosidade, permeabilidade, conteúdo de gás, saturação de água e óleo, maturidade térmica e propriedades geomecânicas.

A importância desse programa ultrapassava, portanto, a simples identificação da presença de hidrocarbonetos. Pretendia-se gerar um conjunto de dados capaz de caracterizar as propriedades da rocha, avaliar seu potencial de geração e armazenamento, identificar condições favoráveis ao fraturamento e produzir informações necessárias à avaliação futura da produtividade dos reservatórios. A expectativa era de que fossem perfurados pelo menos 26 poços com essas características em aproximadamente cinco anos, ampliando de forma significativa o conhecimento das bacias envolvidas.

Uma experiência concreta desse esforço exploratório ocorreu na Bacia do São Francisco, onde a Petra Energia desenvolveu uma campanha de exploração que incluiu a perfuração de 26 poços e a aquisição de mais de 20 mil quilômetros de linhas sísmicas 2D. Segundo a documentação da AGU, os trabalhos envolveram investimentos de aproximadamente R$ 1 bilhão em valores históricos e resultaram em 21 notificações de descoberta entre 2011 e 2013. A experiência da empresa também esteve associada à identificação de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade, incluindo *tight gas*.

O caso da Petra é relevante porque demonstra que a exploração de recursos não convencionais no Brasil chegou a ultrapassar a etapa de estimativas de potencial, alcançando atividades efetivas de aquisição de dados, perfuração e avaliação exploratória. Ao mesmo tempo, os resultados não deram origem a uma atividade comercial consolidada, evidenciando a distância entre a realização de campanhas exploratórias e a comprovação da viabilidade técnica e econômica de um recurso.

Apesar dessas iniciativas, o processo não evoluiu para um ciclo exploratório contínuo e abrangente, conforme inicialmente previsto. Ainda em 2013, surgiram questionamentos de entidades científicas e ambientais relacionados aos possíveis impactos da utilização do fraturamento hidráulico. A Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC) manifestou-se pela suspensão da licitação das áreas destinadas à exploração de recursos não convencionais, enquanto o Ministério Público Federal recomendou o aprofundamento das avaliações ambientais.

As controvérsias ambientais foram acompanhadas pela judicialização de contratos e atividades. Decisões judiciais passaram a suspender, em diferentes áreas, atividades relacionadas à exploração de gás não convencional mediante fraturamento hidráulico até que fossem realizados estudos ambientais ou atendidas determinadas condições. A própria ANP registra decisões envolvendo blocos da Bacia do Parnaíba e setores da Bacia do Recôncavo.

O efeito dessa trajetória foi relevante para o conhecimento geológico nacional. Ao contrário do que ocorreu nos EUA, onde a caracterização dos reservatórios foi sendo aperfeiçoada por milhares de poços e sucessivas campanhas de desenvolvimento, o Brasil não conseguiu estabelecer um ciclo contínuo de exploração, teste e aprendizagem específico para os recursos não convencionais.

A evolução histórica pode ser sintetizada em quatro etapas. A primeira corresponde à identificação geológica do potencial, por meio de estudos nacionais e internacionais. A segunda foi marcada pela tentativa de incorporar esse potencial às atividades exploratórias da 12ª Rodada, em 2013. A terceira corresponde ao período de judicialização e de restrição das atividades relacionadas ao fraturamento hidráulico. A quarta, ainda em

desenvolvimento, é representada pelas iniciativas mais recentes destinadas a criar condições para uma avaliação experimental e monitorada dos reservatórios, especialmente o projeto Poço Transparente.

O Poço Transparente merece destaque porque representa uma mudança de enfoque importante. Em vez de partir diretamente para uma expansão comercial, a iniciativa foi concebida para permitir a realização experimental e monitorada de um poço em reservatório de baixa permeabilidade, abrangendo etapas como perfuração, fraturamento hidráulico, teste de produção e abandono. O objetivo é gerar conhecimento técnico e científico sobre o subsolo brasileiro e avaliar as condições de realização dessas operações com segurança ambiental e operacional.

A iniciativa foi qualificada como projeto prioritário pelo Decreto nº 10.336/2020, e a Resolução CNPE nº 28/2021 estabeleceu diretrizes para a qualificação dos projetos. A regulamentação também recomendou à ANP a possibilidade de considerar os gastos dos projetos no cumprimento das obrigações de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e de reduzir para 5% os royalties incidentes sobre eventual produção de reservatórios não convencionais avaliada no âmbito de projetos qualificados.

Em julho de 2025, o MME qualificou a empresa CEMES Petróleo S.A. para participar do projeto Poço Transparente. A qualificação, entretanto, não significou autorização para realização de atividades em campo: o projeto ainda estaria sujeito ao processo de licenciamento ambiental e à aprovação dos requisitos de segurança operacional pela ANP.

Essa iniciativa evidencia um aspecto central da situação brasileira: o país ainda se encontra, em grande medida, na etapa de geração de conhecimento sobre seus próprios recursos não convencionais. O desafio atual não é simplesmente ampliar uma produção já estabelecida, mas criar condições para que a etapa exploratória possa produzir as informações necessárias à tomada de decisão.

3.2. Marco regulatório e entraves

O marco regulatório brasileiro não pode ser caracterizado pela ausência de regras para o fraturamento hidráulico. A ANP estabeleceu requisitos específicos para a técnica por meio da Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014, que regulamenta a execução do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais. A norma permanece listada pela ANP entre os regulamentos aplicáveis às atividades de exploração e produção.

A Resolução nº 21/2014 estabelece requisitos relacionados à segurança operacional e à proteção ambiental. Entre outros aspectos, prevê exigências para revestimento e cimentação dos poços, análise de riscos, modelagem geomecânica, monitoramento microssísmico, avaliação da ocorrência de sismicidade natural e induzida, proteção dos corpos hídricos subterrâneos, gestão da água utilizada e gerenciamento dos efluentes.

A própria definição regulatória da ANP caracteriza o fraturamento hidráulico em reservatório não convencional como a injeção de fluidos pressurizados em volumes superiores a 3.000 m³, com o objetivo de criar fraturas em formações de permeabilidade inferior a 0,1 mD e viabilizar a recuperação dos hidrocarbonetos.

A existência dessa regulamentação, contudo, não elimina a necessidade de licenciamento ambiental. A atividade de exploração e produção está submetida ao sistema brasileiro de proteção ambiental e aos procedimentos de competência dos órgãos ambientais responsáveis, enquanto a ANP exerce suas atribuições regulatórias e de fiscalização sobre as atividades de petróleo e gás.

Um instrumento particularmente relevante é a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), instituída pela Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012. A AAAS consiste em uma avaliação multidisciplinar, de abrangência regional, destinada a subsidiar a classificação da aptidão de áreas sedimentares para atividades de exploração e produção e a orientar decisões relacionadas à outorga de blocos e ao licenciamento ambiental.

A estrutura ambiental atualmente utilizada pela ANP também prevê que, para áreas sem AAAS concluída, as avaliações de restrições ambientais possam ser subsidiadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), conforme procedimentos estabelecidos pela Portaria Interministerial MME/MMA nº 1/2022. Para bacias terrestres, são consideradas

manifestações dos órgãos estaduais de meio ambiente, além das análises realizadas no âmbito do Grupo de Trabalho de Petróleo e Gás (GTPEG).

A relação entre esses instrumentos é importante porque demonstra que o debate regulatório brasileiro possui pelo menos três dimensões distintas: a regulação técnica da atividade pela ANP; o planejamento ambiental prévio das áreas; e o licenciamento ambiental dos empreendimentos específicos. A existência de uma norma técnica federal para o fraturamento hidráulico não significa, portanto, autorização automática para sua execução em qualquer área.

Essa distinção também permite compreender parte da controvérsia surgida após a 12ª Rodada. Em determinadas ações judiciais, questionou-se justamente a possibilidade de realização de atividades de fraturamento antes da conclusão de avaliações ambientais consideradas necessárias. A ANP registra, por exemplo, decisões judiciais suspendendo atividades associadas a blocos da Bacia do Parnaíba e do Recôncavo enquanto determinadas condições ambientais não fossem atendidas.

O problema regulatório brasileiro, portanto, não decorre simplesmente da inexistência de um marco normativo. O principal desafio está na articulação entre as diferentes etapas decisórias — outorga, planejamento ambiental, licenciamento, segurança operacional e execução das atividades exploratórias — e na definição suficientemente clara das condições que devem ser atendidas para que um projeto possa avançar.

Essa questão adquiriu dimensão nacional com o Incidente de Assunção de Competência nº 21 (IAC 21), em tramitação no STJ. O caso tem origem em controvérsia relacionada a uma licitação da ANP na Bacia do Paraná e envolve a possibilidade, impossibilidade ou condições para exploração de petróleo e gás de fontes não convencionais por meio do fraturamento hidráulico.

Em 4 de setembro de 2026, o STJ informou a inclusão em pauta do IAC 21 para o dia 9 do mesmo mês. Na data prevista, a Primeira Seção iniciou o julgamento do caso, mas sua conclusão foi suspensa após o relator, ministro Afrânio Vilela, pedir vista regimental. O Tribunal analisa a viabilidade jurídica do fraturamento hidráulico (*fracking*) e as condições para sua eventual utilização no Brasil, considerando de forma interligada fatores de desenvolvimento econômico, segurança energética, saúde pública, recursos hídricos e preservação ambiental. Portanto, na retomada, o Tribunal deverá avaliar não apenas a possibilidade jurídica de utilização da técnica, mas também as condições eventualmente aplicáveis à sua realização no país.

A relevância do julgamento ultrapassa o caso concreto porque a decisão deverá constituir referência para controvérsias semelhantes em outras regiões. Em agosto de 2026, o STJ divulgou o relatório técnico da audiência pública realizada sobre o tema, com 201 páginas e contribuições de especialistas, órgãos públicos, empresas, entidades ambientais e instituições acadêmicas. O documento também reúne informações sobre os diferentes modelos de regulação do fraturamento hidráulico adotados internacionalmente.

Até a conclusão do julgamento, portanto, é mais adequado afirmar que o Brasil se encontra diante de uma importante indefinição judicial sobre as condições jurídicas de utilização do fraturamento hidráulico, e não simplesmente de uma proibição nacional definitiva da técnica.

3.3. Situação atual

A situação atual da exploração não convencional no Brasil pode ser caracterizada pela ausência de produção comercial consolidada e pela limitada execução de campanhas exploratórias destinadas especificamente à caracterização e ao desenvolvimento de reservatórios de baixa permeabilidade.

Essa condição não significa que inexistam recursos ou que a tecnologia seja desconhecida no país. O Brasil possui ampla experiência em perfuração, completação, caracterização de reservatórios e produção de petróleo e gás natural, especialmente em ambientes *offshore*. A limitação está na aplicação sistemática dessas capacidades a um modelo de produção terrestre baseado em múltiplos poços horizontais, fraturamento hidráulico de múltiplos estágios e repetição intensiva de operações.

A diferença entre os estágios de desenvolvimento brasileiro e internacional é significativa. Nos EUA, a produção não convencional foi construída por décadas de experimentação e aprendizado, durante as quais a indústria acumulou informações sobre produtividade, curvas de declínio, espaçamento entre poços, parâmetros de estimulação e custos. Na Argentina, Vaca Muerta passou por processo semelhante, ainda que em período mais recente. No Brasil, esse processo de aprendizagem permanece incompleto.

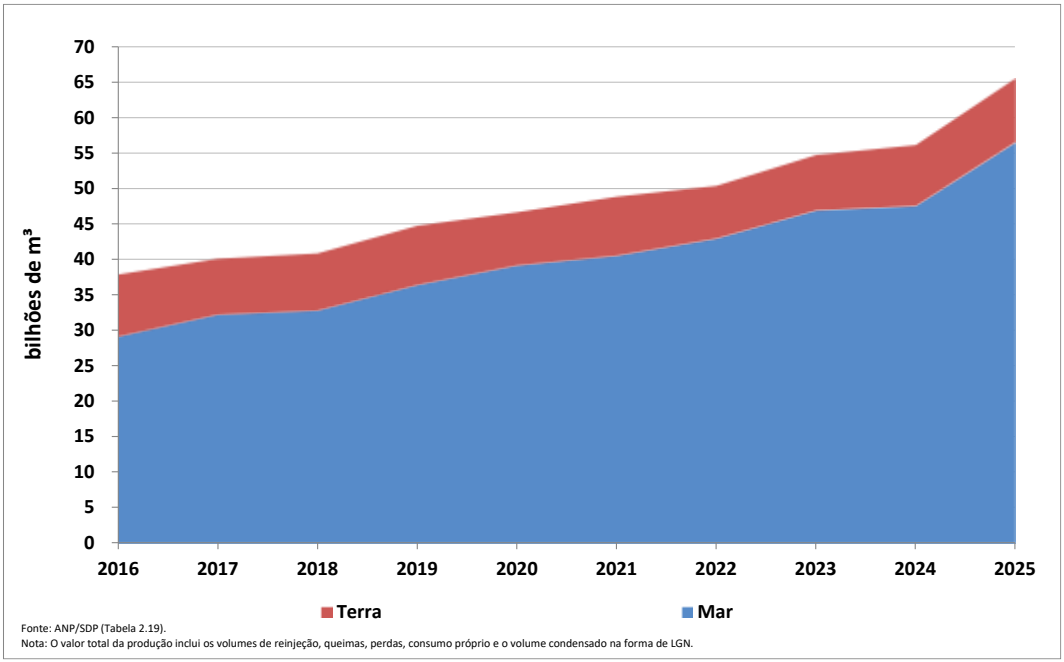
Consequentemente, diversas variáveis essenciais para a avaliação econômica ainda apresentam elevado grau de incerteza. Não se conhece com segurança, para as principais formações brasileiras, a produtividade média esperada de um poço horizontal fraturado, o comportamento da produção ao longo do tempo, o fator de recuperação, a quantidade de água necessária por estágio, a intensidade ótima de estimulação, o custo total por poço ou a estrutura de custos necessária para alcançar produção em escala comercial.

Essa insuficiência de informações é particularmente importante porque a economia dos recursos não convencionais depende de produtividade e escala. Um recurso geologicamente abundante pode não ser economicamente competitivo se os poços apresentarem baixa produtividade, declínio muito rápido, custos elevados de completação ou necessidade de infraestrutura distante.

Ao mesmo tempo, o desenvolvimento do pré-sal alterou profundamente a estrutura da indústria brasileira de petróleo e gás. A descoberta de grandes volumes de petróleo e gás nas bacias de Santos e Campos direcionou investimentos, competências técnicas e infraestrutura para o ambiente *offshor*e. Essa especialização contribuiu para o crescimento da produção nacional, mas também reduziu o incentivo econômico relativo à exploração de recursos terrestres de maior risco exploratório.

No gás natural, essa estrutura produz uma situação particularmente relevante. Em 2024, a produção brasileira de gás natural alcançou aproximadamente 5,4 bilhões de pés cúbicos por dia, sendo 85% proveniente de campos *offshore*. No mesmo ano, aproximadamente 54% do gás produzido foi reinjetado nos reservatórios, principalmente para manutenção da pressão e aumento da recuperação de petróleo. Esses números não significam que o Brasil tenha escassez física de gás natural. O problema está na diferença entre produção bruta, gás disponível para o mercado e gás efetivamente entregue aos consumidores. A reinjeção, o consumo nas próprias instalações, perdas, limitações de escoamento e a localização da produção influenciam o volume disponível para comercialização.

Figura 8 – Evolução da produção de gás natural, por localização (terra e mar) 2016-2025



Fonte: Anuário Estatístico ANP 2026 (ANP)

Essa estrutura ajuda a explicar a coexistência entre produção doméstica elevada e necessidade de importações. Em 2024, os EUA responderam por 72% das importações brasileiras de GNL, segundo a EIA. O Brasil também importa gás por gasoduto da Bolívia e, crescentemente, possui integração potencial com a Argentina, sobretudo em função da expansão de Vaca Muerta. A situação evidencia que a disponibilidade de recursos no território nacional não se traduz automaticamente em oferta disponível aos consumidores. No mercado de gás natural, volume, localização da produção, capacidade de escoamento e preço estão diretamente relacionados. Assim, a ampliação da produção doméstica pode reduzir a necessidade de fontes externas e diversificar as condições de suprimento, desde que os novos recursos apresentem produtividade e custos competitivos.

A localização dos recursos não convencionais acrescenta outra dimensão a essa discussão. Como parte relevante do potencial identificado no Brasil está associada a bacias sedimentares terrestres, sua eventual exploração poderia contribuir para a interiorização da oferta de gás natural, aproximando a produção de mercados consumidores situados fora dos principais polos produtores do litoral. Essa possibilidade é particularmente relevante em regiões nas quais o acesso ao gás é limitado pela distância em relação às áreas de produção e pela infraestrutura existente. Entretanto, a interiorização não decorreria automaticamente da produção terrestre: dependeria da implantação de sistemas de coleta, processamento e transporte e da existência de demanda suficiente para absorver os novos volumes.

Nesse contexto, o desenvolvimento de recursos não convencionais pode representar uma possibilidade adicional de ampliação da oferta e, consequentemente, de redução dos preços do gás natural. Esse efeito, contudo, não é automático. Para que o aumento da produção exerça pressão de baixa sobre os preços, os novos volumes precisam ser obtidos a custos competitivos e chegar aos consumidores por meio de infraestrutura adequada. Além disso, o preço final do gás depende de diferentes componentes, incluindo o custo da molécula, transporte, distribuição, comercialização, tributos e condições de competição entre as fontes de suprimento. A entrada de novos volumes domésticos poderia, portanto, ampliar a competição entre fornecedores e reduzir a exposição dos consumidores brasileiros às condições dos mercados internacionais**.**

Esse quadro não deve ser interpretado como demonstração de que o desenvolvimento de *shale gas* seria necessariamente a solução para a necessidade brasileira de gás natural. O país dispõe de outras alternativas de oferta, incluindo aumento da produção *offshore*, maior aproveitamento do gás associado, importações por gasodutos, GNL, biometano e outras fontes. Os recursos não convencionais devem ser considerados, portanto,

como uma alternativa adicional de oferta, cuja contribuição dependerá da demonstração de sua viabilidade técnica e econômica.

A situação atual também apresenta um elemento institucional novo: o projeto Poço Transparente. A qualificação da CEMES Petróleo em 2025 demonstra que a agenda não convencional não desapareceu do planejamento energético brasileiro. Ao contrário, o governo federal mantém uma iniciativa voltada justamente à realização experimental e monitorada de operações em reservatórios de baixa permeabilidade. Entretanto, como a própria documentação do MME ressalta, a qualificação não equivale à autorização para execução em campo.

O estágio atual pode, portanto, ser sintetizado da seguinte forma:

Aspecto	**Situação brasileira**
Potencial geológico	Identificado em diversas bacias, mas ainda sujeito a elevada incerteza exploratória
Recursos tecnicamente recuperáveis	Existem estimativas internacionais relevantes, mas sem validação suficiente em campo
Reservas não convencionais	Não há base exploratória suficiente para caracterizar reservas comerciais consolidadas
Produção comercial de *shale gas/oil*	Inexistente em escala comercial
Tecnologia	Disponível internacionalmente e compatível com capacidades já existentes na indústria brasileira
Regulamentação técnica	Existe, principalmente por meio da Resolução ANP nº 21/2014
Licenciamento ambiental	Continua sendo exigido caso a caso e constitui ponto central das controvérsias
Segurança jurídica	Condicionada, no momento, ao desfecho do IAC 21 e à articulação entre os diferentes instrumentos regulatórios
Poço Transparente	Iniciativa federal voltada à geração de conhecimento experimental e monitorado
Mercado de gás	Amplo, mas atendido por combinação de produção nacional, gás reinjetado, importações por gasodutos e GNL
Principal incerteza	Produtividade e competitividade econômica dos reservatórios brasileiros

O ponto central, portanto, é que o Brasil ainda não dispõe de evidências suficientes para afirmar que seus recursos não convencionais são economicamente competitivos — mas também não dispõe de informações suficientes para concluir o contrário. Essa é uma distinção fundamental para a análise técnica.

3.4. Principais entraves

A situação brasileira pode ser caracterizada pela combinação de fatores que se reforçam mutuamente. O país possui potencial geológico expressivo, mas ainda dispõe de conhecimento limitado sobre a parcela efetivamente recuperável dos recursos não convencionais. A regulamentação técnica da ANP estabeleceu requisitos específicos para o fraturamento hidráulico, mas a atividade permaneceu submetida a controvérsias ambientais e a processos judiciais. A judicialização, por sua vez, reduziu a previsibilidade necessária para investimentos exploratórios e dificultou a realização de campanhas capazes de gerar novos dados geológicos e ambientais.

Nesse contexto, os aspectos ambientais e a insegurança jurídica associada ao licenciamento constituem atualmente os principais entraves ao desenvolvimento dos recursos não convencionais no Brasil. Entretanto, a superação desses obstáculos não seria suficiente, por si só, para garantir a produção comercial. Ainda seria necessário demonstrar a viabilidade técnica e econômica dos recursos, desenvolver infraestrutura, ampliar a cadeia de fornecedores e estabelecer condições capazes de atrair investimentos de longo prazo.

O desafio brasileiro, portanto, não consiste apenas em decidir se deve ou não explorar recursos não convencionais. Antes disso, é necessário criar condições para que o país possa avaliar adequadamente seu potencial, mediante atividades exploratórias conduzidas sob critérios técnicos, ambientais e regulatórios claros. Somente após essa etapa será possível determinar se os recursos identificados nas bacias brasileiras podem constituir uma fonte competitiva de gás natural e petróleo e qual poderia ser sua contribuição para a segurança energética, a interiorização da oferta e o desenvolvimento industrial.

O desenvolvimento da exploração e produção de petróleo e gás natural não convencional no Brasil permanece limitado por um conjunto de fatores de natureza ambiental, regulatória, jurídica, econômica e técnica. Embora o país disponha de recursos potenciais identificados em diferentes bacias sedimentares, a atividade ainda não alcançou a etapa de produção comercial. O principal obstáculo, contudo, não está associado à ausência de regulamentação específica ou à inexistência de tecnologia disponível, mas à combinação entre controvérsias ambientais, dificuldades de licenciamento e insegurança jurídica, que tem restringido a realização de atividades exploratórias necessárias à caracterização dos recursos.

3.4.1. Licenciamento ambiental e gestão dos riscos

A dimensão ambiental constitui o principal eixo de controvérsia em torno do fraturamento hidráulico. A técnica envolve a injeção de grandes volumes de fluidos sob pressão e, portanto, exige avaliação específica dos riscos relacionados à integridade dos poços, proteção de aquíferos, utilização e gestão da água, tratamento e disposição dos fluidos de retorno e da água produzida, emissões atmosféricas e eventual sismicidade induzida.

A natureza desses riscos não é uniforme. As condições hidrogeológicas, profundidade dos aquíferos, distância vertical entre formações produtoras e corpos hídricos subterrâneos, propriedades mecânicas da rocha e características construtivas dos poços variam significativamente entre as bacias brasileiras. Não é tecnicamente adequado, portanto, tratar o risco ambiental do fraturamento hidráulico como uma variável única para todo o território nacional.

A Resolução ANP nº 21/2014 incorpora justamente essa lógica ao exigir análise de riscos, modelagem geomecânica e avaliação das condições específicas da formação. A norma estabelece requisitos para que a extensão das fraturas seja avaliada e monitorada, além de prever procedimentos para gestão de água e efluentes e avaliação da sismicidade.

A questão ambiental, portanto, não deve ser reduzida à oposição entre "fraturamento seguro" e "fraturamento perigoso". A avaliação técnica deve considerar qual formação está sendo explorada, qual é sua profundidade, quais aquíferos estão presentes, qual a distância entre eles, como o poço será construído, quais fluidos serão utilizados, como os efluentes serão tratados e quais mecanismos de monitoramento serão empregados.

Esse princípio é particularmente importante para o Brasil porque as bacias potenciais apresentam condições ambientais e hidrogeológicas muito distintas. Um projeto localizado em determinada região não deve ser utilizado como representação automática dos riscos de todos os demais.

3.4.2. Judicialização e segurança jurídica

A judicialização constitui atualmente um dos principais fatores de incerteza para a atividade. As controvérsias iniciadas após a 12ª Rodada atingiram contratos e atividades específicas e, posteriormente, deram origem a discussões mais amplas sobre a compatibilidade do fraturamento hidráulico com a legislação ambiental e hídrica brasileira.

O IAC 21 pode representar o ponto mais relevante dessa trajetória, embora o julgamento tenha sido iniciado em 9 de setembro de 2026 e suspenso após pedido de vista do relator, ministro Afrânio Vilela, sem conclusão do mérito. Portanto, o STJ ainda deverá decidir se a exploração de óleo e gás de fontes não convencionais mediante fraturamento hidráulico é juridicamente possível e, em caso positivo, sob quais condições.

A importância econômica dessa definição decorre do perfil de investimento da atividade. Projetos não convencionais dependem de sucessivas campanhas de perfuração e de investimentos realizados antes da

comprovação da produtividade comercial. Quanto maior a incerteza quanto à possibilidade jurídica de executar as operações necessárias à avaliação do reservatório, maior o risco atribuído ao projeto.

Isso não significa que segurança jurídica deva ser interpretada como flexibilização ambiental. Segurança jurídica significa previsibilidade das regras, das competências, dos procedimentos e dos critérios de decisão. Um ambiente regulatório rigoroso pode ser compatível com investimentos privados desde que os agentes consigam compreender previamente quais requisitos precisam cumprir e quais etapas devem ser vencidas.

3.4.3. Insuficiência do conhecimento exploratório

Talvez o entrave menos visível, mas mais estrutural, seja a insuficiência de dados sobre a produtividade dos reservatórios.

As estimativas existentes permitem identificar áreas promissoras, mas não substituem a informação produzida pela perfuração e pelos testes de produção. O desempenho de um reservatório não convencional depende de uma combinação de parâmetros que não pode ser determinada apenas a partir de mapas regionais ou estimativas de recursos.

Entre os parâmetros relevantes estão: i) espessura e continuidade lateral da formação; ii) carbono orgânico total; iii) maturidade térmica; iv) mineralogia; v) porosidade e permeabilidade; vi) pressão do reservatório; vii) saturação de fluidos; viii) conteúdo de hidrocarbonetos; ix) propriedades geomecânicas; x) fragilidade da rocha; xi) distribuição das fraturas naturais; x)resposta ao estímulo hidráulico; xii) produtividade inicial; xiii) curva de declínio; xiv) fator de recuperação; xv) espaçamento ótimo entre poços.

A 12ª Rodada procurava justamente produzir parte dessas informações. Os requisitos de perfuração, amostragem e análise demonstram que o objetivo era avançar da simples identificação de uma rocha potencialmente geradora para uma caracterização integrada do sistema petrolífero e de sua capacidade de produção.

A interrupção desse processo criou um ciclo de incerteza. A ausência de exploração reduz a quantidade de dados; menos dados elevam o risco geológico; maior risco reduz a atratividade dos investimentos; e menor investimento limita novamente a geração de dados.

A superação desse ciclo exige uma etapa exploratória suficientemente ampla para produzir conhecimento, mas suficientemente controlada para limitar riscos ambientais e financeiros.

3.4.4. Infraestrutura e logística

A infraestrutura constitui outro condicionante relevante. Embora os recursos não convencionais brasileiros estejam predominantemente em terra, a existência de uma formação produtora não significa que sua produção possa ser imediatamente incorporada ao mercado.

Um projeto de *shale gas* requer sistemas de coleta, separação, tratamento e processamento do gás, além de infraestrutura para transporte dos insumos utilizados na perfuração e no fraturamento. Dependendo da localização, também pode ser necessário construir ou ampliar gasodutos, estradas, instalações de armazenamento e sistemas de tratamento de água e efluentes.

Esse aspecto assume importância adicional porque o modelo econômico dos recursos não convencionais depende da perfuração de numerosos poços em sequência, e não da produção concentrada em poucas unidades. A infraestrutura precisa, portanto, acompanhar o crescimento da produção.

A experiência argentina demonstra esse problema de forma clara. O crescimento de Vaca Muerta exigiu expansão de gasodutos e oleodutos para eliminar gargalos de escoamento. Nos EUA, a existência prévia de uma extensa rede de infraestrutura contribuiu para acelerar a expansão dos *plays* produtores.

No Brasil, algumas áreas potencialmente promissoras estão distantes dos principais centros consumidores e dos sistemas nacionais de transporte de gás. A distância entre recurso e mercado poderá, portanto, transformar uma vantagem geológica em desvantagem econômica se os custos de conexão forem elevados.

3.4.5. Cadeia de serviços e modelo de desenvolvimento

A exploração não convencional requer uma cadeia de serviços distinta em alguns aspectos daquela predominante na produção *offshore* brasileira. O modelo depende de alta frequência de perfuração, padronização das operações, equipamentos de estimulação, serviços de completação, fornecimento de areia ou outros agentes de sustentação, logística terrestre e gestão de água.

O Brasil possui uma indústria de petróleo tecnologicamente sofisticada, mas grande parte de sua experiência recente está concentrada em águas profundas e ultraprofundas. Essa capacidade constitui uma vantagem importante, porém não elimina a necessidade de desenvolver ou adaptar fornecedores especializados ao modelo terrestre de alta intensidade de poços.

Nos EUA, a existência de uma ampla cadeia de serviços foi um dos fatores que permitiram reduzir custos e acelerar a curva de aprendizagem. A ausência de atividade comercial contínua no Brasil impede, por enquanto, a formação de uma cadeia semelhante em escala comparável.

3.4.6. Competitividade econômica

Mesmo que as questões ambientais e jurídicas sejam adequadamente equacionadas, os recursos não convencionais brasileiros ainda terão de demonstrar competitividade econômica.

O Brasil possui alternativas importantes para o suprimento de gás natural. O pré-sal oferece grandes volumes de gás associado; a Bolívia permanece integrada ao mercado brasileiro por gasoduto; a Argentina apresenta potencial crescente de exportação; e o GNL oferece flexibilidade para complementar a oferta em períodos de maior demanda.

Nesse contexto, o gás não convencional brasileiro terá de competir com essas fontes considerando não apenas o preço na boca do poço, mas o custo total de fornecimento ao consumidor. Esse custo incorpora perfuração, completação, estimulação, coleta, processamento, transporte, tributos, royalties, infraestrutura e custo de capital.

A localização terrestre poderá oferecer vantagens logísticas em relação à produção *offshore* em determinados mercados regionais. Entretanto, essa vantagem não pode ser presumida. Será necessário comparar, para cada bacia, a produtividade dos poços com os custos de desenvolvimento e conexão ao mercado.

A ausência de dados de produção constitui novamente um problema. Sem uma curva de produtividade observada em campo, não é possível estimar com segurança o custo médio de produção nem determinar em quais condições de preço o desenvolvimento seria competitivo.

3.4.7. Mercado e demanda por gás natural

A existência de mercado constitui condição complementar à competitividade da produção. O gás natural pode encontrar demanda em segmentos como indústria, fertilizantes, geração termelétrica, refino, petroquímica e transporte, mas a capacidade de absorção depende dos preços, da infraestrutura de distribuição e das condições de competição com outras fontes energéticas.

O crescimento da produção não convencional nos EUA foi acompanhado pela expansão de mercados consumidores e, posteriormente, das exportações de GNL. Na Argentina, a expansão de Vaca Muerta reduziu importações e criou condições para aumento das exportações regionais.

No Brasil, o desenvolvimento de novos recursos de gás natural poderá contribuir para aumentar a oferta e diversificar o suprimento, mas sua valorização econômica dependerá da integração com a infraestrutura nacional e da existência de consumidores capazes de contratar volumes de longo prazo.

3.5. Perspectivas e condições para o desenvolvimento

A análise da experiência brasileira conduz a uma conclusão distinta de uma simples defesa ou rejeição da exploração não convencional. O principal problema do país, neste momento, é que ainda não existem informações suficientes para determinar, com grau adequado de confiança, quais recursos não convencionais

são tecnicamente recuperáveis, quais são economicamente competitivos e quais podem ser desenvolvidos sob condições ambientais aceitáveis.

Essa constatação é importante porque as estimativas atualmente disponíveis são de natureza predominantemente prospectiva. A EIA estimou 6,9 trilhões de m³ de recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho em 2013, enquanto estudos nacionais mencionaram volumes superiores para determinadas bacias. Mais recentemente, o PNE 2055 voltou a ressaltar que a estimativa de 6,9 trilhões de m³ não foi confirmada em campo.

O Brasil, portanto, encontra-se diante de uma assimetria de informação: conhece suficientemente suas bacias para identificar áreas de interesse, mas não as conhece suficientemente para determinar sua produtividade econômica.

Essa situação recomenda uma abordagem gradual. O objetivo de uma eventual retomada das atividades não deveria ser imediatamente alcançar produção comercial em larga escala, mas estabelecer uma sequência de etapas capaz de reduzir progressivamente as incertezas: caracterização geológica → exploração → perfuração → testes de formação → estimulação controlada → teste de produção → monitoramento ambiental → avaliação econômica → decisão sobre eventual expansão.

O projeto Poço Transparente está alinhado com essa lógica ao propor uma operação experimental e monitorada, capaz de gerar conhecimento técnico e científico sobre reservatórios de baixa permeabilidade.

Essa abordagem também permitiria avaliar, em condições brasileiras, aspectos que atualmente são conhecidos apenas por analogia com experiências estrangeiras. Entre eles estão a resposta das formações ao fraturamento, o consumo de água, a produtividade dos poços, as curvas de declínio, a eficiência dos agentes de sustentação, a necessidade de infraestrutura e os custos efetivos de desenvolvimento.

O processo exploratório poderia ainda produzir benefícios mesmo que determinadas formações viessem a demonstrar baixa competitividade econômica. A informação obtida permitiria reduzir incertezas para o planejamento energético, delimitar áreas com maior ou menor potencial, aperfeiçoar a regulação e evitar decisões baseadas exclusivamente em estimativas teóricas.

A eventual retomada da exploração também não deveria ser compreendida como uma reprodução do modelo norte-americano. As condições geológicas, institucionais, empresariais e de infraestrutura dos EUA são específicas. Tampouco a experiência argentina pode ser transplantada diretamente para o Brasil. O caso de Vaca Muerta demonstra, sobretudo, a importância da combinação entre conhecimento geológico, tecnologia, investimentos, infraestrutura e estabilidade das condições de desenvolvimento.

Para o Brasil, a questão central é determinar quais elementos dessas experiências são transferíveis e quais dependem das características específicas de cada bacia. A resposta somente poderá ser obtida por meio de atividade exploratória suficiente para produzir dados nacionais.

O marco regulatório existente constitui uma base inicial para esse processo. A Resolução ANP nº 21/2014 estabeleceu requisitos técnicos específicos para o fraturamento hidráulico, enquanto a AAAS e os instrumentos ambientais associados fornecem mecanismos para avaliação prévia das condições socioambientais das áreas. O projeto Poço Transparente acrescenta uma possibilidade de experimentação monitorada.

O ponto que permanece em aberto é a articulação desses instrumentos com a segurança jurídica necessária para que projetos exploratórios possam efetivamente ser realizados. Nesse aspecto, o julgamento do IAC 21 assume importância particular. A decisão do STJ, quando concluído o julgamento, poderá estabelecer uma referência nacional sobre a possibilidade e as condições jurídicas para utilização do fraturamento hidráulico.

A decisão judicial, contudo, não será suficiente, por si só, para viabilizar uma indústria não convencional. Mesmo que sejam estabelecidas condições jurídicas para a atividade, permanecerão necessárias a obtenção das licenças ambientais, a demonstração de segurança operacional, a existência de infraestrutura, a disponibilidade de serviços especializados e a comprovação de competitividade econômica.

Do ponto de vista energético, o eventual desenvolvimento desses recursos poderia contribuir para diversificar a oferta brasileira de gás natural e reduzir a dependência de determinadas fontes de suprimento. Essa possibilidade deve ser considerada no contexto de uma demanda potencialmente crescente por gás natural em segmentos industriais, geração termelétrica e produção de fertilizantes, mas sem pressupor que o gás não convencional será necessariamente a alternativa de menor custo.

A relevância estratégica do recurso está, portanto, menos na quantidade estimada de gás existente no subsolo e mais na possibilidade de transformar recursos prospectivos em conhecimento, conhecimento em projetos exploratórios, projetos em produção tecnicamente segura e, somente então, produção em competitividade econômica.

3.6. Síntese técnica

O caso brasileiro apresenta uma característica que o diferencia das experiências norte-americana e argentina. Nos EUA, a expansão dos recursos não convencionais foi acompanhada por um longo processo de experimentação tecnológica e rápida acumulação de dados de produção. Na Argentina, Vaca Muerta passou por processo semelhante de caracterização e desenvolvimento progressivo. No Brasil, esse ciclo foi interrompido antes que fosse possível determinar com segurança o desempenho econômico de suas principais formações.

O país possui, entretanto, elementos relevantes para uma eventual retomada exploratória: potencial geológico identificado em diversas bacias, infraestrutura e conhecimento acumulados pela indústria de petróleo e gás, capacidade tecnológica nacional, regulamentação específica para o fraturamento hidráulico e iniciativas governamentais destinadas à geração de conhecimento.

Os principais obstáculos concentram-se na articulação desses elementos. A controvérsia ambiental e o licenciamento condicionam a realização das operações; a judicialização afeta a segurança jurídica; a falta de exploração mantém elevado o risco geológico; a ausência de produção comercial dificulta a formação de uma cadeia de serviços especializada; e a necessidade de competir com outras fontes de gás impõe uma condição adicional de eficiência econômica.

O desafio brasileiro, portanto, não consiste simplesmente em permitir ou proibir a exploração não convencional. Consiste em estabelecer condições sob as quais o potencial possa ser adequadamente avaliado, com critérios técnicos, ambientais e jurídicos suficientemente claros e com mecanismos capazes de produzir informação confiável.

A principal conclusão que emerge da análise é que o Brasil ainda não possui base empírica suficiente para classificar seus recursos não convencionais como uma fonte futura garantida de petróleo e gás natural, mas também não possui base técnica para descartar previamente sua possibilidade de aproveitamento. Entre esses dois extremos existe uma etapa indispensável: a redução da incerteza por meio de exploração controlada, monitoramento, geração de dados e avaliação econômica.

Nesse sentido, a retomada de atividades exploratórias, caso juridicamente admitida e ambientalmente licenciada, deveria ser orientada por critérios de progressividade. A prioridade não deveria ser a expansão imediata da produção, mas a obtenção de informações que permitam determinar quais formações apresentam produtividade suficiente, quais tecnologias são adequadas às condições brasileiras, quais impactos podem ser controlados e quais projetos apresentam competitividade econômica.

A exploração não convencional no Brasil permanece, assim, menos como uma atividade produtiva consolidada do que como uma oportunidade ainda não suficientemente testada. O valor estratégico de uma eventual retomada exploratória está justamente na possibilidade de reduzir as incertezas que, há mais de uma década, impedem o país de transformar suas estimativas geológicas em conhecimento efetivo sobre seus recursos.

4. Oportunidades que o Brasil está perdendo

Avaliação das oportunidades econômicas, energéticas e industriais não aproveitadas e recomendações para o desenvolvimento da atividade no país.

A ausência de uma atividade comercial consolidada de exploração e produção de petróleo e gás natural em reservatórios não convencionais no Brasil não representa apenas uma questão relacionada ao aproveitamento de recursos geológicos. A postergação da atividade também limita a capacidade de o país avaliar, de forma empírica, o potencial de suas formações, desenvolver conhecimento tecnológico e criar condições para que eventuais recursos economicamente recuperáveis sejam convertidos em reservas e produção. Dessa forma, as oportunidades associadas aos recursos não convencionais devem ser analisadas não como resultados já assegurados, mas como possibilidades econômicas, energéticas e industriais cuja magnitude permanece parcialmente desconhecida.

Essa distinção é particularmente importante. As estimativas disponíveis para o Brasil são, em grande medida, baseadas em analogias geológicas e estudos de caráter prospectivo. A EPE, por exemplo, registra que o Brasil possui recursos de gás de folhelho estimados em aproximadamente 6,9 trilhões de m³, segundo estudo da EIA, mas ressalta que esses volumes ainda não foram confirmados em campo e que são necessários estudos específicos para caracterizar adequadamente esse tipo de reservatório. Portanto, o principal custo da inação não está necessariamente na perda imediata de uma determinada quantidade de gás ou petróleo, mas na manutenção de uma elevada incerteza sobre um ativo potencialmente estratégico.

A experiência internacional demonstra que o desenvolvimento dos recursos não convencionais pode produzir efeitos que ultrapassam o setor de petróleo e gás. Nos EUA, a expansão da produção de gás e óleo de folhelho alterou a estrutura de oferta energética, ampliou a disponibilidade de gás para a indústria e para a geração elétrica e contribuiu para o desenvolvimento de cadeias industriais associadas. Na Argentina, o desenvolvimento de Vaca Muerta vem ampliando a produção doméstica de gás e petróleo e criando novas oportunidades de investimento em infraestrutura e atividades industriais. Esses resultados, contudo, decorreram de processos prolongados de exploração, aprendizado tecnológico, investimentos em infraestrutura e aperfeiçoamento regulatório.

No caso brasileiro, portanto, a questão não deve ser colocada exclusivamente entre explorar ou não explorar. O desafio consiste em criar condições para que o país possa reduzir a incerteza geológica, ambiental, tecnológica e econômica de maneira controlada, permitindo que decisões futuras sejam tomadas com base em evidências.

4.1. Segurança energética

A primeira oportunidade associada ao desenvolvimento dos recursos não convencionais está relacionada à ampliação e diversificação da oferta doméstica de gás natural. O Brasil possui uma produção relevante de gás natural, mas a estrutura atual da oferta apresenta características que limitam sua disponibilidade para determinados mercados. Em 2025, a produção nacional alcançou média de 179,2 milhões de m³/dia, enquanto as importações corresponderam a 19,1 milhões de m³/dia. No mesmo ano, o gás natural respondeu por 10,4% da matriz energética brasileira, e a demanda cresceu 8,3%, impulsionada principalmente pela geração termelétrica.

Nesse contexto, uma eventual produção de gás a partir de recursos não convencionais poderia contribuir para ampliar a base doméstica de suprimento e diversificar geograficamente as fontes de produção. Essa possibilidade é particularmente relevante porque parte expressiva da produção brasileira de gás está associada a campos *offshore*. A expansão de uma oferta *onshore* poderia, em determinadas regiões, aproximar a produção dos centros consumidores e reduzir a dependência de infraestrutura de escoamento de grandes distâncias.

O benefício potencial, entretanto, não deve ser confundido com uma garantia de autossuficiência. A existência de recursos tecnicamente recuperáveis não significa que eles sejam economicamente produzíveis. Antes de se considerar qualquer contribuição efetiva para a segurança energética, seria necessário avançar na

caracterização geológica, testar a produtividade dos reservatórios, avaliar os custos de desenvolvimento e verificar a disponibilidade de infraestrutura.

Ainda assim, a própria possibilidade de ampliar a diversidade das fontes de suprimento possui valor estratégico. Em um mercado de gás sujeito a oscilações de demanda, restrições de infraestrutura e mudanças nas condições internacionais, uma base produtiva mais diversificada pode aumentar a capacidade de resposta do sistema.

Essa questão ganha importância adicional diante do papel crescente do gás natural na geração elétrica. Em 2025, 36,8% do gás consumido no país foi destinado à geração de eletricidade, contra 35,0% em 2024. A disponibilidade de gás em condições competitivas pode, portanto, influenciar não apenas o mercado de gás, mas também a segurança e a flexibilidade do sistema elétrico.

Nesse sentido, a exploração não convencional poderia constituir uma opção adicional de segurança energética, e não uma substituição das demais fontes de suprimento. Seu valor estratégico estaria justamente na possibilidade de ampliar o conjunto de alternativas disponíveis ao planejamento energético nacional.

4.2. Desenvolvimento industrial

Os efeitos potenciais da exploração de recursos não convencionais também ultrapassam a produção de hidrocarbonetos. A experiência internacional indica que a expansão da produção pode estimular uma cadeia de atividades associadas à perfuração, completação e estimulação de poços, serviços geológicos e geofísicos, fabricação e manutenção de equipamentos, transporte, processamento, armazenamento e distribuição.

A principal diferença em relação ao desenvolvimento de grandes projetos convencionais *offshore* está na intensidade e na escala da atividade de poços. O modelo não convencional tende a exigir campanhas sucessivas de perfuração e operações de estimulação hidráulica, o que pode criar demanda recorrente por bens e serviços especializados. Caso essa atividade venha a alcançar escala comercial no Brasil, poderia contribuir para o desenvolvimento de fornecedores nacionais e para a formação de mão de obra especializada.

Essa possibilidade deve ser avaliada à luz da estrutura industrial brasileira. O país já possui uma cadeia de fornecedores de petróleo e gás relativamente desenvolvida, particularmente em razão da expansão da produção *offshore*. Parte desse conhecimento pode ser aproveitada no segmento não convencional, embora existam diferenças importantes entre os modelos operacionais.

Além dos efeitos diretamente relacionados à cadeia de petróleo e gás, a maior disponibilidade de gás natural pode favorecer segmentos industriais intensivos em energia ou que utilizam o gás como matéria-prima. Entre eles estão setores como fertilizantes, produtos químicos, metanol, cerâmica, vidro, alimentos, papel e celulose e siderurgia, ainda que os efeitos concretos dependam das condições de preço, infraestrutura e demanda de cada segmento.

A questão dos preços é central. A EPE publicou, em agosto de 2026, estudo específico sobre preços nacionais de gás natural, com projeções até 2036 que consideram preços da molécula, comercialização, tarifas de transporte e características do mercado brasileiro. Isso evidencia que a disponibilidade física do gás, por si só, não é suficiente para assegurar competitividade industrial: é necessário que o combustível chegue ao consumidor em condições econômicas compatíveis com as alternativas disponíveis.

Assim, o eventual desenvolvimento de recursos não convencionais poderia gerar um segundo efeito relevante: transformar parte da renda associada à produção de hidrocarbonetos em atividade industrial doméstica, desde que existam condições regulatórias, logísticas e econômicas para que o gás seja efetivamente contratado pelos consumidores.

4.3. Arrecadação e empregos

A exploração e produção de petróleo e gás natural geram efeitos fiscais e econômicos por meio de diferentes canais. A eventual produção comercial de recursos não convencionais poderia ampliar a arrecadação de royalties

e participações governamentais, além de gerar receitas tributárias associadas à atividade econômica direta e às cadeias de fornecedores.

No entanto, também nesse caso é importante evitar a quantificação de benefícios antes que exista produção efetiva. A arrecadação dependerá do volume produzido, dos preços dos hidrocarbonetos, das características dos contratos, do regime fiscal aplicável e da localização dos projetos.

O potencial de geração de empregos é igualmente condicionado à escala da atividade. A fase exploratória demanda profissionais especializados em geologia, geofísica, engenharia de petróleo, perfuração, completação, fraturamento hidráulico, monitoramento ambiental, segurança operacional e serviços de campo. Caso a atividade evolua para uma fase de desenvolvimento comercial, a demanda tende a se estender para transporte, manutenção, construção civil, fabricação de equipamentos, serviços técnicos e atividades de apoio.

Os efeitos econômicos podem, portanto, ocorrer em diferentes níveis. O primeiro corresponde aos empregos e investimentos diretamente associados aos poços e às instalações de produção. O segundo envolve fornecedores de bens e serviços. O terceiro decorre dos efeitos indiretos sobre a atividade econômica regional e sobre setores consumidores do gás.

A EPE vem utilizando matrizes insumo-produto para avaliar os impactos econômicos associados aos setores energéticos, incluindo efeitos sobre PIB, emprego e renda. Esse tipo de metodologia é particularmente relevante para uma eventual avaliação futura dos impactos econômicos da exploração não convencional, pois permite estimar não apenas os efeitos diretos da atividade, mas também seus encadeamentos sobre o restante da economia.

Para o Brasil, a oportunidade está, portanto, menos na expectativa de uma arrecadação extraordinária imediata e mais na possibilidade de criar uma nova frente de investimentos produtivos em regiões que atualmente possuem baixa atividade de petróleo e gás.

4.4. Competitividade do gás natural

A competitividade do gás natural constitui talvez o principal elo entre a exploração não convencional e os benefícios econômicos mais amplos. Produzir mais gás somente produzirá efeitos relevantes para a economia se o combustível puder chegar aos consumidores em condições competitivas.

O Brasil possui desafios estruturais nesse sentido. A oferta é condicionada pela localização dos campos produtores, pela infraestrutura de escoamento e processamento, pela rede de transporte e pela estrutura de distribuição. Além disso, o preço final ao consumidor incorpora não apenas o custo da molécula, mas também custos de transporte, distribuição, tributos e margens de comercialização.

Nesse contexto, a expansão de uma produção ode apresentar vantagens potenciais em determinadas regiões. Reservatórios localizados próximos aos mercados consumidores podem reduzir necessidades de transporte de longa distância e permitir modelos de desenvolvimento regionalizados. Isso dependerá, entretanto, da produtividade dos reservatórios e da existência de infraestrutura de coleta, processamento e distribuição.

O desenvolvimento dos recursos não convencionais também poderia aumentar a concorrência entre fontes e fornecedores de gás. Uma base produtiva mais ampla pode contribuir para reduzir a concentração da oferta e ampliar as alternativas disponíveis aos consumidores, especialmente em mercados regionais.

A competição, contudo, não decorre automaticamente da entrada de um novo produtor. Para que isso ocorra, é necessário que existam acesso à infraestrutura, regras claras de comercialização, capacidade de transporte e condições para investimentos de longo prazo. Por essa razão, a exploração não convencional deve ser considerada parte de uma estratégia mais ampla de desenvolvimento do mercado de gás natural.

A oportunidade econômica, nesse caso, está na possibilidade de combinar maior oferta doméstica, diversificação de fornecedores, desenvolvimento de infraestrutura e aumento da competição, criando condições para que o gás natural seja utilizado de maneira mais ampla pela indústria e pelo setor elétrico.

4.5. Recomendações

Diante dos elementos analisados, a principal recomendação para o Brasil não consiste em estabelecer metas imediatas de produção de gás ou petróleo não convencional. O primeiro objetivo deve ser reduzir as incertezas que impedem uma avaliação objetiva do potencial brasileiro**.**

Para isso, recomenda-se uma estratégia gradual, baseada em cinco frentes complementares.

a) Ampliar o conhecimento geológico e exploratório:

É necessário estimular a aquisição de dados sobre as formações potencialmente favoráveis, incluindo informações sobre profundidade, espessura, teor de carbono orgânico total, maturidade térmica, porosidade, permeabilidade, pressão, composição mineralógica e propriedades geomecânicas. A produção desses dados permitirá substituir progressivamente estimativas baseadas em analogias por informações obtidas diretamente das bacias brasileiras.

b) Viabilizar projetos-piloto controlados:

A experiência brasileira deve avançar inicialmente por meio de projetos de pequena escala, com monitoramento rigoroso das condições ambientais e operacionais. Nesse sentido, o Projeto Poço Transparente representa uma iniciativa relevante, por prever a realização de perfuração, fraturamento hidráulico, testes de produção e posterior abandono sob acompanhamento técnico. A iniciativa busca justamente gerar conhecimento e aumentar a previsibilidade da atividade.

c) Aperfeiçoar a coordenação regulatória e ambiental:

A regulamentação deve preservar padrões elevados de segurança e proteção ambiental, mas também proporcionar critérios previsíveis para os investidores. A Avaliação Ambiental de Área Sedimentar e os procedimentos de licenciamento podem desempenhar papel importante ao antecipar a identificação de áreas sensíveis e estabelecer condições para a atividade antes da realização de investimentos exploratórios.

d) Integrar exploração, infraestrutura e mercado:

A avaliação de recursos não convencionais deve considerar, desde o início, a possibilidade de conexão dos projetos à infraestrutura de coleta, processamento e transporte. Projetos localizados em áreas sem mercado ou infraestrutura suficiente podem apresentar custos elevados mesmo quando os reservatórios são tecnicamente produtivos. A estratégia deve, portanto, aproximar planejamento exploratório, planejamento de infraestrutura e desenvolvimento do mercado consumidor.

e) Criar condições de previsibilidade para o investimento:

O desenvolvimento de uma indústria não convencional exige investimentos sucessivos e aprendizado ao longo do tempo. Por isso, a segurança jurídica e a estabilidade regulatória são elementos essenciais. A decisão do Superior Tribunal de Justiça no IAC 21 poderá constituir referência relevante para a definição das condições jurídicas aplicáveis à exploração de recursos não convencionais no país.

Essas medidas não significam estabelecer previamente que todos os recursos identificados serão economicamente aproveitados. Ao contrário, o objetivo é criar condições para que o próprio processo exploratório determine quais áreas apresentam viabilidade técnica, ambiental e econômica.

O Brasil dispõe de indícios relevantes de ocorrência de recursos não convencionais, mas ainda não possui conhecimento suficiente para determinar com segurança sua dimensão comercial. Essa situação produz um paradoxo: o país possui estimativas expressivas de recursos, mas dispõe de informações empíricas insuficientes para transformar essas estimativas em reservas e produção**.**

A oportunidade que está sendo deixada de aproveitar, portanto, não pode ser reduzida a um determinado volume de gás ou petróleo que deixou de ser produzido. Ela está relacionada à ausência de um processo sistemático de avaliação que permita descobrir quanto desses recursos pode efetivamente ser desenvolvido e quais seriam seus impactos sobre a segurança energética, a indústria, o emprego, a arrecadação e a competitividade do gás natural.

A experiência internacional demonstra que os benefícios econômicos dos recursos não convencionais não surgem exclusivamente da disponibilidade geológica. Eles dependem da combinação entre conhecimento, tecnologia, infraestrutura, regulação, capital e mercado. Para o Brasil, a alternativa mais racional é avançar nessa direção de forma gradual e tecnicamente controlada, permitindo que a exploração experimental e exploratória reduza as incertezas antes de uma eventual expansão comercial.

Dessa perspectiva**,** a principal oportunidade perdida pelo Brasil não é necessariamente a produção que deixou de ocorrer, mas o conhecimento que deixou de ser produzido**.** Sem exploração suficiente, o país permanece sem condições de distinguir, com o grau de precisão necessário à tomada de decisão, entre potencial geológico, recurso tecnicamente recuperável e oportunidade econômica efetivamente viável.

5. Conclusões

A análise desenvolvida ao longo deste parecer indica que o Brasil possui potencial relevante, porém ainda insuficientemente conhecido, para a exploração de petróleo e gás natural em reservatórios não convencionais. As estimativas disponíveis apontam para a ocorrência de formações de interesse em diferentes bacias sedimentares, mas os volumes indicados não podem ser equiparados a reservas ou a uma produção futura. A ausência de uma campanha exploratória sistemática e de projetos em escala suficiente para gerar dados de campo mantém elevada a incerteza quanto à produtividade dos reservatórios, aos custos de desenvolvimento e à viabilidade econômica da atividade.

A experiência internacional demonstra que a transformação de recursos não convencionais em produção comercial depende de um processo contínuo de aprendizado. Nos EUA, a combinação entre conhecimento geológico, desenvolvimento tecnológico, investimentos, infraestrutura e condições de mercado permitiu a expansão da produção em larga escala. Na Argentina, o desenvolvimento de Vaca Muerta mostra, em contexto mais próximo ao brasileiro, como a evolução da atividade pode ampliar a oferta doméstica de gás e petróleo e estimular investimentos em infraestrutura e serviços. Esses casos, contudo, não podem ser simplesmente transpostos para o Brasil. Eles demonstram, sobretudo, que o potencial geológico somente se transforma em benefício econômico quando acompanhado por condições institucionais, tecnológicas e de mercado adequadas.

No Brasil, a principal limitação atualmente não é a inexistência de indícios de recursos, mas a dificuldade de avançar da estimativa para a comprovação de sua efetiva capacidade produtiva. A atividade permanece em estágio incipiente, condicionada por incertezas geológicas, ambientais, regulatórias, jurídicas e econômicas. A judicialização e a ausência de previsibilidade para os agentes privados também dificultam a realização dos investimentos necessários à geração de novos dados. Como consequência, o país permanece sem elementos suficientes para determinar quais áreas poderiam apresentar viabilidade técnica e econômica e quais, ao contrário, deveriam ser descartadas.

Essa situação possui implicações que ultrapassam o setor de petróleo e gás. A eventual produção de recursos não convencionais poderia contribuir para diversificar a oferta doméstica de gás natural, ampliar a segurança do suprimento e reduzir a exposição a restrições de determinadas fontes ou rotas de importação. Poderia também estimular investimentos em serviços e equipamentos, gerar empregos, ampliar a arrecadação e, sobretudo, aumentar a disponibilidade de gás para segmentos industriais e para a geração de eletricidade. Esses benefícios não são automáticos nem podem ser previamente quantificados com segurança, mas constituem oportunidades que justificam o aprofundamento da avaliação dos recursos.

Por essa razão, a questão central para o Brasil não deveria ser formulada apenas em termos de autorização ou proibição da exploração não convencional. O desafio consiste em permitir que o país produza conhecimento suficiente para tomar essa decisão com base em evidências. A realização de projetos exploratórios e experimentais, submetidos a critérios rigorosos de segurança operacional, monitoramento ambiental e transparência, pode desempenhar papel importante nesse processo.

Nesse sentido, recomenda-se uma estratégia gradual, que priorize a aquisição de dados geológicos, a realização de projetos-piloto, o aperfeiçoamento da coordenação entre os órgãos reguladores e ambientais, a avaliação antecipada das necessidades de infraestrutura e a criação de condições de maior previsibilidade jurídica e econômica. O objetivo não deve ser estabelecer previamente uma trajetória de produção, mas reduzir as incertezas e permitir que a própria atividade exploratória determine o real potencial dos recursos brasileiros.

A proteção ambiental deve permanecer como requisito fundamental desse processo. A adoção de padrões rigorosos de licenciamento, monitoramento e controle de riscos não é incompatível com a exploração de recursos não convencionais. Ao contrário, a previsibilidade das exigências ambientais e a produção de informações técnicas confiáveis podem contribuir simultaneamente para a proteção dos recursos naturais e para a redução das incertezas dos investimentos.

Da mesma forma, o desenvolvimento de recursos não convencionais não deve ser tratado como substituto das demais fontes de energia ou como solução isolada para os desafios do setor energético brasileiro. Seu eventual

papel deve ser avaliado dentro de uma estratégia mais ampla de segurança energética, competitividade industrial e diversificação da oferta. No caso do gás natural, sua contribuição dependerá não apenas do volume produzido, mas também da capacidade de integração entre produção, processamento, transporte, distribuição e demanda.

Em síntese, o Brasil possui uma oportunidade que ainda não foi suficientemente testada. O país dispõe de indícios geológicos relevantes e de experiência acumulada em petróleo e gás, mas ainda não produziu conhecimento de campo suficiente para determinar a dimensão econômica de seus recursos não convencionais. A manutenção dessa situação prolonga a incerteza e impede que se avaliem adequadamente os possíveis benefícios para a segurança energética, a indústria, o emprego, a arrecadação e a competitividade do gás natural.

O caminho mais consistente, portanto, não é antecipar uma conclusão sobre a viabilidade comercial da atividade, mas criar as condições para que essa conclusão possa ser obtida por meio de evidências técnicas, ambientais e econômicas. Avançar na exploração de forma gradual, controlada e transparente permitiria ao país transformar uma estimativa de potencial em conhecimento efetivo e, a partir desse conhecimento, decidir de maneira mais segura se, onde e em que condições os recursos não convencionais brasileiros devem ser desenvolvidos.

Assim, a principal oportunidade que o Brasil corre o risco de continuar deixando de aproveitar não é apenas a eventual produção de petróleo e gás que poderia existir em seus reservatórios, mas a possibilidade de conhecer, testar e avaliar um recurso estratégico antes de decidir sobre seu aproveitamento. Em um contexto de crescente demanda por energia, necessidade de competitividade industrial e busca por maior segurança no suprimento de gás natural, produzir esse conhecimento constitui, por si só, uma decisão de caráter estratégico.

6. Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *12ª Rodada de Licitações de Blocos*. Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em: Acesso em: 27 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *12ª Rodada de Licitações de Blocos – Resultados*. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: Acesso em: 27 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *12ª Rodada de Licitações de Blocos – Áreas em oferta*. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: Acesso em: 7 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais: estudo técnico*. Rio de Janeiro: ANP, 2016. Disponível em: Acesso em: 24 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Boletins e estudos sobre bacias sedimentares brasileiras*. Rio de Janeiro: ANP, [s.d.].

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Recursos Não Convencionais de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro: ANP, [s.d.].

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014*. Regulamenta as atividades de perfuração seguidas de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. Rio de Janeiro: ANP, 2014. Disponível em: Acesso em: 31 ago. 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS (ABPIP). *Memorial institucional: IAC 21/STJ – REsp nº 1.957.818/SP – exploração de gás e petróleo por fraturamento hidráulico (fracking)*. [S. l.]: ABPIP, [s.d.].

BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO (BID). *Publicações sobre infraestrutura energética e gás natural na América Latina*. [S. l.]: BID, [s.d.].

BOTÃO, Rodrigo Pereira; COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; BRITO, Thiago Luiz Felipe; SANTOS, Edmilson Moutinho dos. O gás não convencional no Brasil: a regulação e os riscos. *Brazilian Journal of Development*, Curitiba, v. 8, n. 6, p. 43635–43651, 2022. DOI: 10.34117/bjdv8n6-074. Disponível em: https://ojs.brazilianjournals.com.br/ojs/index.php/BRJD/article/view/48951. Acesso em: 7 set. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). *Projeto Poço Transparente*. Brasília, DF: MME. Disponível em: Acesso em: 4 set. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). *Projeto Poço Transparente: projetos qualificados*. Brasília, DF: MME. Disponível em: Acesso em: 4 set. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Portaria Interministerial MME-MMA nº 198, de 5 de abril de 2012*. Institui a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS. Brasília, DF, 2012. Disponível em: Acesso em: 4 set. 2026.

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL). *Estudos sobre o desenvolvimento de Vaca Muerta*. [S. l.]: CEPAL, [s.d.].

DELGADO, Fernanda et al. *O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12, fev. 2021).

EIXOS. *Fracking no Brasil: ciência, regulação e oportunidade*. [S. l.]: Eixos, [s.d.]. Disponível em: https://eixos.com.br/gas-natural/fracking-no-brasil-ciencia-regulacao-e-oportunidade/

ELLSWORTH, William L. Injection-induced earthquakes. *Science*, v. 341, n. 6142, 2013. Disponível em: https://pubs.usgs.gov/publication/70203307. Acesso em: 4 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)*. Diversas edições. Rio de Janeiro: EPE, [s.d.].

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Nacional de Energia 2055: Caderno de Potencial dos Recursos Energéticos*. Versão 2. Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-865/topico-843/PNE%202055_Caderno%20de%20Potencial%20dos%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos_v2_Maio%202026.pdf. Acesso em: 4 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás*. Ciclos 2017–2019 e 2021. Rio de Janeiro: EPE, [s.d.].

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás: ciclo 2019–2021: relatório de consulta pública*. Rio de Janeiro: EPE, [s.d.]. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/Paginas/Consulta-Publica-do-Zoneamento-Nacional-de-Recursos-de-Oleo-e-Gas-Ciclo-2019-2021/4-ZNMT2019_2021_Relatorio_Consulta_Publica.pdf

ENERGY INSTITUTE. *Statistical Review of World Energy 2026*. London: Energy Institute, 2026. Disponível em: https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads. Acesso em: 7 set. 2026.

FGV ENERGIA. *O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_desenvolvimento_da_exploracao_de_recursos_nao-convencionais_no_brasil.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *The role of gas in today's energy transitions*. Paris: IEA, 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Outlook*. Paris: IEA, diversas edições.

NATIONAL ACADEMIES OF SCIENCES, ENGINEERING, AND MEDICINE. *Induced seismicity potential in energy technologies*. Washington, DC: National Academies Press, 2013.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA. *Relatórios anuais de produção*. Buenos Aires: Secretaría de Energía, [s.d.].

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL (SGB/CPRM). *Atlas geológico e estudos de bacias sedimentares brasileiras*. Brasília, DF: SGB/CPRM, [s.d.].

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE). *Petroleum engineering handbook*. Richardson, TX: SPE, [s.d.].

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA (STJ). *Fracking: entenda o que o STJ vai decidir sobre a exploração de combustíveis de fontes não convencionais*. Brasília, DF: STJ, 4 set. 2026.

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA (STJ). *IAC 21 – REsp nº 1.957.818/SP*. Brasília, DF: STJ. Disponível em: https://www.stj.jus.br/sites/portalp/SiteAssets/documentos/noticias/Resumo%20da%20consulta%20p%C3%BAblica%20-%2010072025.pdf. [s.d.].

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA (STJ). *STJ divulga relatório técnico da audiência pública sobre fracking*. Brasília, DF: STJ, 27 ago. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Argentina's crude oil and natural gas production near record highs*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 5 dez. 2024. Disponível em: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63924. Acesso em: 2 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Country Analysis Brief: Argentina*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2024. Disponível em: https://www.eia.gov/international/data/country/ARG. Acesso em: 2 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Brazil: natural gas*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2025/2026. Disponível em: https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA. Acesso em: 2 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2013.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2011. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/. Acesso em: 4 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2013. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf. Acesso em: 4 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2011. Disponível em: EIA – World Shale Gas Resources. Acesso em: 2 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Technology drives natural gas production growth from shale gas formations. *Today in Energy*, 12 jul. 2011. Disponível em: EIA – Technology drives natural gas production growth from shale gas formations. Acesso em: 31 ago. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *The U.S. surpassed Russia as world's leading producer of dry natural gas in 2009 and 2010*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2012. Disponível em: EIA – U.S. surpassed Russia as world's leading producer of dry natural gas. Acesso em: 7 set. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Argentina's crude oil and natural gas production near record highs. *Today in Energy*, 5 dez. 2024. Disponível em: EIA – Argentina's crude oil and natural gas production near record highs. Acesso em: 31 ago. 2026.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *U.S. natural gas production reached a new record in 2025*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2026. Disponível em: EIA – U.S. natural gas production reached a new record in 2025. Acesso em: 27 ago. 2026.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2009. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf. Acesso em: 4 set. 2026.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Shale Gas: Applying Technology to the Nation's Energy Challenge*. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2009.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States*. Washington, DC: EPA,

2016. Disponível em: https://assessments.epa.gov/hfstudy/document/%26deid%3D332990. Acesso em: 4 set. 2026.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY (USGS). *Does fracking cause earthquakes?* Reston: U.S. Geological Survey, 2024. Disponível em: https://www.usgs.gov/faqs/does-fracking-cause-earthquakes. Acesso em: 4 set. 2026.

WORLD ENERGY COUNCIL. *Unconventional gas: a global phenomenon*. [S. l.]: World Energy Council, [s.d.]. Disponível em: https://www.worldenergy.org/publications/entry/unconventional-gas-a-global-phenomenon.

WOOD MACKENZIE. *Latin America embraces unconventional oil and gas exploration*. [S. l.]: Wood Mackenzie, [s.d.]. Disponível em: https://www.woodmac.com/press-releases/latin-america-embraces-unconventional-oil-and-gas-exploration/.

YPF. *Relatórios institucionais sobre Vaca Muerta*. Buenos Aires: YPF, [s.d.].

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2035*. Brasília, DF: MME/EPE, 2026. Disponível em: Acesso em: 7 set. 2026.

7. Informações complementares

Tema	Dado	Fonte
Recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas*	**245 trilhões de pés cúbicos (Tcf)**	EIA (2013) (EIA dos EUA)
Posição do Brasil	Entre os **10 maiores** recursos tecnicamente recuperáveis de shale gas do mundo (estimativa de 2013)	EIA (2013) (EIA dos EUA)
Bacias avaliadas	Paraná, Parnaíba, Recôncavo e São Francisco	EIA (2013); ANP; SGB (EIA dos EUA)
Rodada da ANP voltada ao gás terrestre	**12ª Rodada (2013)**	ANP
Produção comercial de shale no Brasil	**Nenhuma**	ANP; EPE
Resolução específica para fraturamento hidráulico	**Resolução ANP nº 21/2014**	ANP
Participação do offshore na produção brasileira de gás	**85% da produção nacional de gás em 2024** veio de campos offshore	EIA (com base em dados brasileiros) (EIA dos EUA)
Reinjeção do gás produzido	**54% do gás produzido em 2024 foi reinjetado** nos reservatórios	EIA (EIA dos EUA)
Participação dos EUA nas importações brasileiras de GNL	**72% das importações brasileiras de GNL em 2024** tiveram origem nos Estados Unidos	EIA (EIA dos EUA)