

FRATURAMENTO HIDRÁULICO: ASPECTOS TÉCNICOS, HISTÓRICOS, PRODUTIVOS E IMPLICAÇÕES PARA O BRASIL

CURITIBA - 2026



FICHA TÉCNICA

REALIZAÇÃO

Instituto Internacional ARAYARA (ARAYARA.org)

DIRETORES

Dra. Nicole Figueiredo de Oliveira - Diretora Executiva

Phd. Juliano Bueno de Araújo - Diretor Técnico e Campanhas

ELABORAÇÃO

Urias Neto - Gerente de Meio Ambiente

Daniela Barros - Coordenadora de Projetos

Phd. Hirdan Costa - Gerente de Energia Elétrica e
Regulação

GERENTES ESPECIALISTAS

George Mendes - Gerente de Geociências

MSc. John Wurdig - Gerente de Transição Energética

Dr. Lucas Kanno - Gerente Jurídico

Urias Neto - Gerente de Meio Ambiente

Phd. Hirdan Costa - Gerente de Energia Elétrica e Regulação

EQUIPE TÉCNICA

Alisson Capelli - Coordenador de Geociências

Daniela Barros - Coordenadora de Projetos

Isadora Nakai - Estagiária de Advocacy

MSc. Joubert Fuscaldi - Engenheiro Ambiental

Joana Nascimento - Geógrafa

MSc. Kerlem Carvalho - Oceanógrafa

Lais Drumond - Pesquisadora em Advocacy

Raíssa Felipe - Mobilizadora - Agroecóloga

Renata Prata - Coord. de Advocacy - Advogada



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	7
2. RECURSOS PETROLÍFEROS.....	8
3. O FRATURAMENTO HIDRÁULICO.....	14
4. FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO BRASIL.....	37
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	48
REFERÊNCIAS.....	49



LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de migração de hidrocarbonetos da rocha matriz para a rocha reservatório.....	9
Figura 2 - Triângulo de recursos representando a disponibilidade de recursos de gás associados a algumas capacidades de fluxo de reservatório previstas.....	10
Figura 3 - Comparação entre a produção em reservatório convencional e não convencional.....	11
Figura 4 - Tipos de poços exploratórios de petróleo e gás.....	12
Figura 5 - Esquema ilustrativo dos recursos petrolíferos.....	13
Figura 6 - Primeiro fraturamento hidráulico realizado em 1949 pela Stanolind Oil.....	15
Figura 7 - Campo de exploração da Alvopectro no bloco REC-T-183.....	16
Figura 8 - Aplicação do fraturamento multi-estágio (multistage fracture) com perf-and-plug completion.....	20
Figura 9 - Histórico de produção de gás natural fóssil nos Estados Unidos.....	22
Tabela 3 - Relação entre as características dos reservatórios com as características produtivas a partir do fraturamento hidráulico.....	23
Figura 10 - Compostos presentes nos fluídos de fraturamento.....	24
Figura 11 - Exemplo de tanque contendo flowback.....	26
Figura 12a - Plataformas de fracking distribuídas pelo campo de gás Jonah no estado de Wyoming, Estados Unidos.....	27
Figura 12b - Plataformas de fracking distribuídas pela paisagem da província de Neuquén, Argentina.....	27
Figura 13 - Densidade de poços abandonados nos Estados Unidos.....	28
Figura 14 - Caminhos para o movimento de fluídos por poços cimentados.....	29
Figura 15 - Impactos ambientais sociais e econômicos do fracking.....	30
Figura 16a - Esquema produtivo em um campo de produção via fraturamento hidráulico.....	31
Figura 16b - Campo de produção via fraturamento hidráulico em Neuquén-AG.....	31
Figura 17 - Histórico de operações de fraturamento hidráulico convencional realizados pela Petrobras entre 1961 e fevereiro de 2016, divididas por unidade operacional.....	38
Figura 18 - Quantidade de operações fraturamento hidráulico convencional entre 2005 e 2025 nos estados brasileiros.....	40
Figura 19 - Curva horária da demanda líquida mínima de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) frente a geração de energia.....	46
Figura 20 - Comparação entre a produção de gás natural fóssil e a injeção do gás produzido de volta ao reservatório.....	47
Figura 21- Relação entre os diferentes usos do gás natural fóssil produzido no Brasil..	47



LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos reservatórios de gás não convencionais, nos quais o fraturamento hidráulico pode ser aplicado.....	13
Tabela 2 - Características das diferentes fases do fraturamento hidráulico.....	21
Tabela 4 - Categorias de compostos químicos utilizados no fracking.....	25
Tabela 5 - Principais resultados de estudos de danos à saúde associados ao fracking.....	36
Tabela 6 - Histórico comparativo dos poços fraturados e não fraturados da Petrobras entre 1960 e fevereiro de 2016.....	38
Tabela 7 - Relação entre as operadoras e a aplicação de fraturamento convencional entre maio de 2005 e novembro de 2025.....	41
Tabela 8 - Estatísticas básicas de algumas características das operações de fraturamento hidráulico convencional entre maio de 2005 e novembro de 2025.....	42



RESUMO

O fraturamento hidráulico surge, em 1949, como uma técnica de estimulação de reservatórios convencionais de petróleo e gás, aplicável às formações de permeabilidade moderada, com o objetivo de restaurar ou incrementar a condutividade próxima ao poço. Ao longo de décadas, a técnica passou por sucessivos aprimoramentos tecnológicos que culminaram, a partir dos anos 2000, na sua aplicação intensiva em recursos não convencionais, notadamente os hidrocarbonetos contidos em rochas sedimentares de folhelho (*shale*, em inglês), também conhecidas no Brasil como xisto. Essa inflexão tecnológica permitiu a recuperação de grandes volumes de gás natural fóssil e levou os Estados Unidos a um crescimento vertiginoso da produção, alterando profundamente o cenário energético daquele país. Entretanto, a expansão do fracking em folhelhos esteve associada a impactos ambientais, sanitários e sociais sem precedentes, amplamente documentados na literatura científica internacional. Há hoje um consenso técnico-científico de que o fraturamento hidráulico aplicado a recursos não convencionais é uma atividade de elevado potencial lesivo, associada à contaminação de águas superficiais e subterrâneas, degradação da qualidade do ar, emissões fugitivas de metano, geração de resíduos altamente contaminantes, sismos induzidos e aumento de desfechos adversos à saúde humana, incluindo efeitos respiratórios, cardiovasculares, reprodutivos e neurológicos. Em particular, os riscos aos recursos hídricos subterrâneos são considerados críticos, com possibilidade de danos irreversíveis e tecnicamente irremediáveis. No Brasil, tais evidências fundamentaram um bloqueio jurídico e institucional à aplicação do fraturamento hidráulico em recursos não convencionais em diversas bacias sedimentares, decorrente de ações civis públicas e decisões judiciais baseadas no princípio da precaução. Esse entendimento é corroborado por posições técnicas contrárias à atividade expressas por instituições centrais da governança hídrica e ambiental brasileira, como a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), o Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH) e o Ministério Público Federal (MPF), além de entidades da sociedade civil organizada, que destacam os riscos elevados à segurança hídrica, à saúde pública e ao meio ambiente. Embora o fraturamento hidráulico seja utilizado no Brasil desde 1961 para a estimulação de reservatórios convencionais, essa aplicação apresenta diferenças técnicas, operacionais e de escala profundas em relação ao *fracking* em folhelhos, não sendo comparáveis quanto aos riscos e impactos associados. A intensificação do uso de água, de milhares de substâncias químicas e de redes complexas de fraturas caracteriza o fraturamento não convencional como uma atividade substancialmente distinta e mais danosa. Nesse contexto, este estudo busca: (i) evidenciar as diferenças técnicas e conceituais entre o fraturamento hidráulico convencional e não convencional; (ii) sistematizar os riscos ambientais, sanitários e socioeconômicos associados ao fracking em recursos não convencionais; e (iii) demonstrar que não se trata de soberania energética e que a eventual aplicação dessa técnica no Brasil tenderia a internalizar ganhos privados e socializar impactos negativos, sejam ambientais e sociais, podendo resultar em danos irreversíveis aos recursos hídricos e à saúde da população, em desacordo com princípios constitucionais e com as políticas nacionais de proteção ambiental e de recursos hídricos.



1. INTRODUÇÃO

De acordo com Gandossi; Von Estorff (2015), a utilização do *fracking* tem seus primeiros registros no final dos anos 1940, dividindo-se entre a estimulação de produção em campos convencionais e tornar produtivos campos de gás não convencional. Em 1949, a Halliburton obteve uma licença exclusiva da Stanolind (que desenvolveu a técnica) para a aplicação comercial do fraturamento hidráulico (Nolte, 2000; Smith; Montgomery, 2015).

Desde sua concepção, o fraturamento hidráulico passou por diversos avanços tecnológicos, sobre a física dos reservatórios, planejamento, monitoramento, fluídos para o fraturamento e utilização de propantes. Isso permitiu que esta, deixasse de ser apenas uma técnica de estimulação em reservatórios com média e alta permeabilidade, para também ser o único meio de produção em reservas ainda não exploradas de baixa e baixíssima permeabilidade (Economides; Nolte, 2000; Holditch, 2007; Montgomery; Smith, 2010).

Entre 1949 e 2010, estima-se que mais de 2,5 milhões de tratamentos via fraturamento hidráulico foram realizados, aumentando as reservas estadunidenses em 9 bilhões de barris de óleo e mais de 700 trilhões de pés cúbicos de gás natural fóssil, dando um salto de 30% para 90% das reservas recuperáveis de gás dos norte-americanos (Montgomery; Smith, 2010). Em 2013, aproximadamente 50% da produção de gás natural no país já era proveniente dessas formações não convencionais (Inman, 2014; Wang, 2018;). Dez anos depois, em 2023, o *shale gas* representava mais de 76% da produção total de gás natural dos EUA, consolidando-se como a principal fonte de gás no país (USEIA, 2025).

Mesmo com décadas de aprimoramento, o fraturamento hidráulico tem sido consistentemente associado a impactos relevantes de ordem ambiental, social e sanitária. Evidências científicas apontam contaminação de águas superficiais e subterrâneas, degradação da qualidade do ar por emissões de compostos orgânicos voláteis, óxidos de nitrogênio e material particulado, alterações no uso do solo e ocorrências de sismos induzidos, além da exposição crônica de populações a misturas químicas complexas e pouco caracterizadas ao longo de todo o ciclo produtivo da atividade (USEPA, 2016; Meng, 2017;



Black *et al.*, 2021; Srebotnjak, Rotkin-Ellman, 2014; Li, Reeder, Pekney, 2020; Dohan *et al.*, 2012; Denham *et al.*, 2019; Ellsworth, 2013; USGS, 2022; Wollin *et al.*, 2020).

Destaca-se que diante da magnitude e recorrência dos impactos associados ao *fracking*, a Organização *Physicians for Social Responsibility* (PSR) realiza periodicamente a sistematização da literatura científica sobre o assunto no *Fracking Compendium*. A edição mais recente (PSR, 2023), baseada na análise de milhares de artigos científicos e relatórios técnicos, evidencia de forma nítida e consistente que os impactos negativos desta técnica, configuram-se em um padrão recorrente e não eventos isolados.

Por precaução no Brasil assim como na Europa, a utilização do fraturamento se limitou principalmente a poços verticais em reservatórios convencionais (e reservatórios de formação fechada na Europa) e baixos volumes de fraturamento (Gandossi; Von Estorff, 2015; ANP, sd; ANP, 2025b).

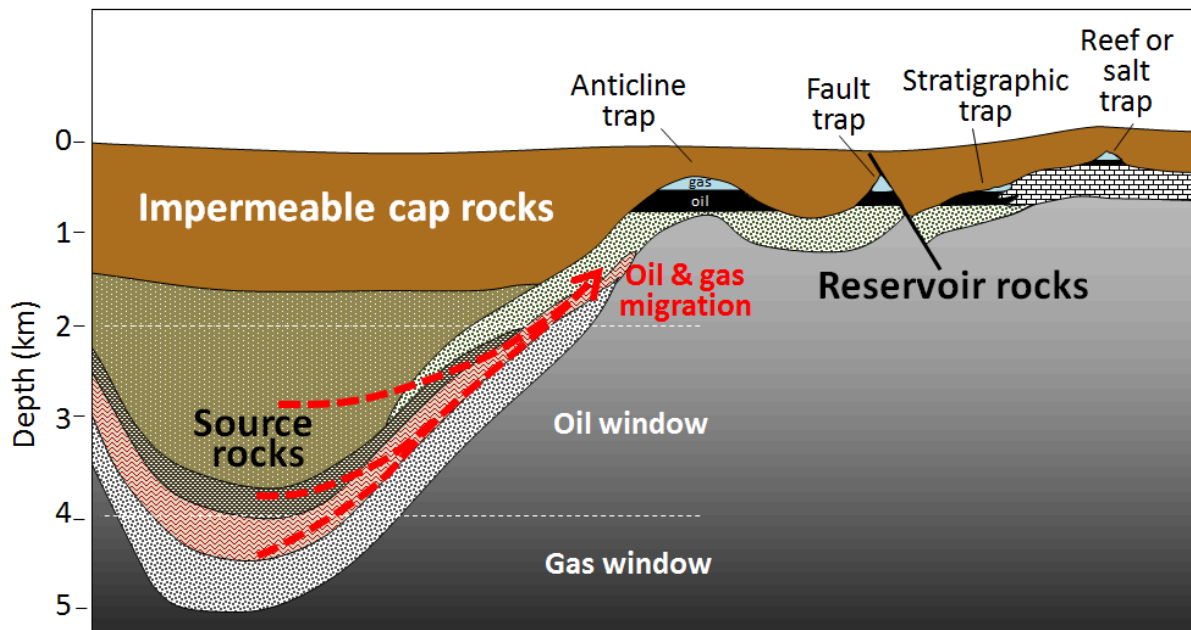
Dentro dessa perspectiva, objetiva-se com essa nota técnica trazer nitidez acerca da trajetória do fraturamento hidráulico (em inglês, *hydraulic fracturing* e também *fracking*), bem como sua evolução tecnológica e a diferenciação da sua aplicação para reservatórios convencionais e não convencionais. Ademais, busca-se de forma integrada esmiuçar a aplicação da técnica no Brasil, potenciais impactos socioambientais e econômicos.

2. RECURSOS PETROLÍFEROS

A formação dos hidrocarbonetos ([Figura 1](#)), **rocha mãe** ou **rocha geradora**, é onde a matéria orgânica ao longo das eras geológicas passam por um processo de transformação, gerando os hidrocarbonetos (petróleo e gás). Esses tipos de formações se encontram em profundidades mais acentuadas, apresentam uma baixa ou baixíssima permeabilidade onde se encontram os recursos não convencionais, enquanto que a **rocha reservatório** é aquela com uma permeabilidade mais elevada, para onde os hidrocarbonetos migram e são impedidos de deixar a formação devido a uma **rocha selante** (impermeável) (Kleinberg; Boak, 2018; Earle, 2019).



Figura 1 - Exemplo de migração de hidrocarbonetos da rocha matriz para a rocha reservatório

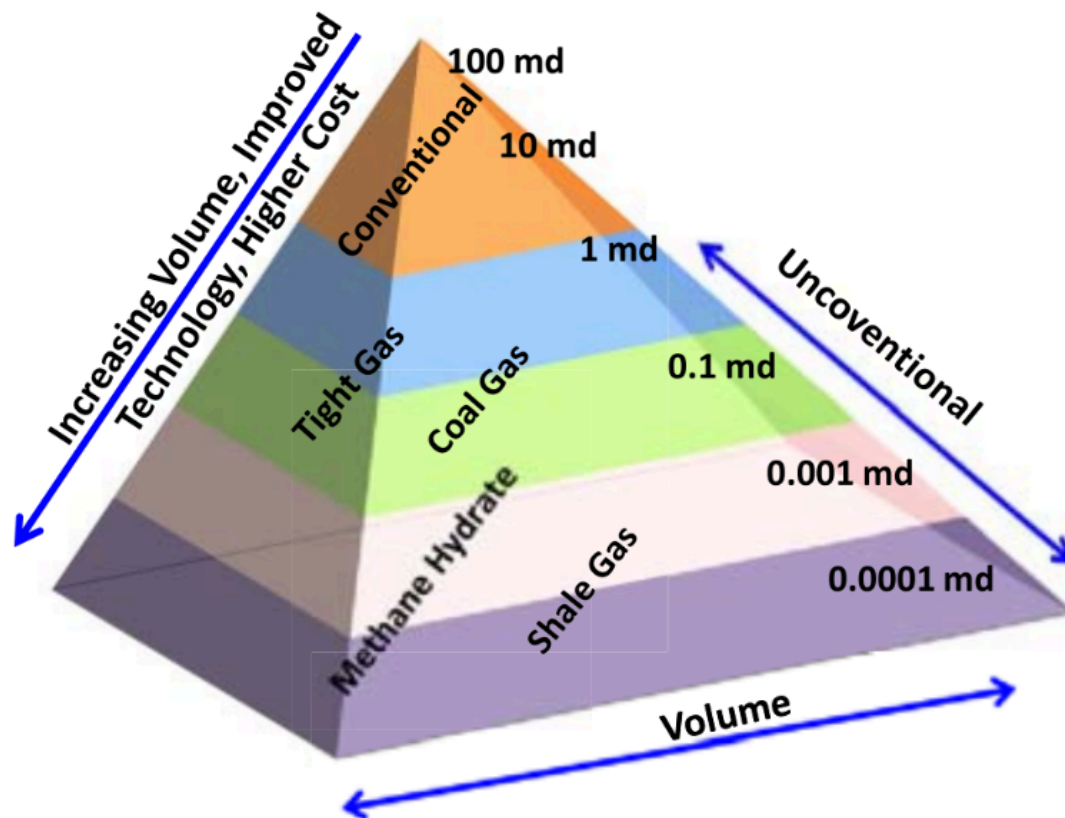


Fonte: Earle (2019)

Conforme ilustrado na [Figura 2](#), os recursos convencionais (rocha reservatório), embora geralmente apresentem volumes menores, caracterizam-se por reservatórios de melhor qualidade e maior facilidade de desenvolvimento da produção, dado que a permeabilidade permite o fluxo natural da formação geológica para o poço, com menor complexidade operacional e custos reduzidos, enquanto os recursos não convencionais (rocha mãe) concentram grandes volumes de óleo ou gás *in situ*, porém exigem preços mais elevados e/ou avanços tecnológicos para viabilizar sua exploração e produção comercial (Holditch, 2007; Rahim *et al.*, 2012; Wang *et al.* 2014; Kleinberg; Boak, 2018).



Figura 2 - Triângulo de recursos representando a disponibilidade de recursos de gás associados a algumas capacidades de fluxo de reservatório previstas



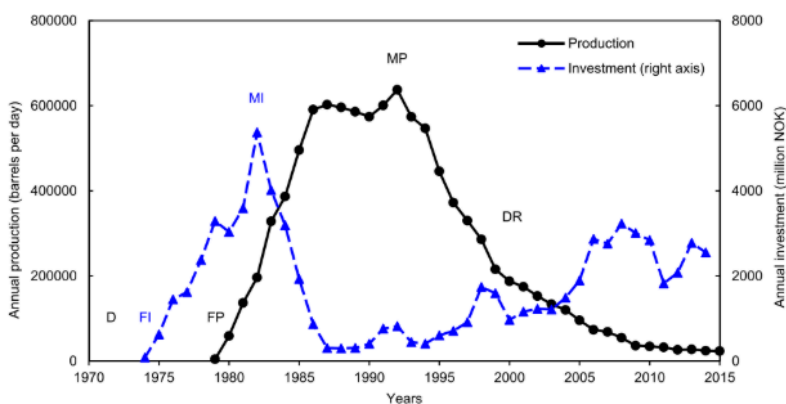
Fonte: Rahim *et al.* (2012)

Sob aspecto de produção ([Figura 3](#)), os reservatórios não convencionais costumam produzir menos do que os reservatórios convencionais. Enquanto os poços convencionais possuem uma ascendência gradual até o pico de produção, levando até anos para atingir tanto o máximo quanto o declínio de produção, os poços de reservatórios não convencionais, especialmente de folhelho (em inglês, *shale*), tem um pico de produção quase que imediato, além do declínio produtivo acentuado, no qual cerca de 75% a 80% da produção é reduzida nos dois primeiros anos (Holditch, 2007; King, 2010; Wachtmeister; Höök, 2020; Alarifi, 2021; USEIA, 2023; Tang *et al.*, 2024).



Figura 3 - Comparação entre a produção em reservatório convencional e não convencional

H. Wachtmeister and M. Höök



Energy and Climate Change 1 (2020) 100010

Fig. 2. Example of annual production and investment data for a giant oil field (Statfjord, Norway) with field time events and production parameters marked: field discovery (D), first production (FP), maximum production (MP), mean annual decline rate (DR), first investment (FI) and maximum investment (MI). Investments are field capital investments in nominal Norwegian Kroner.

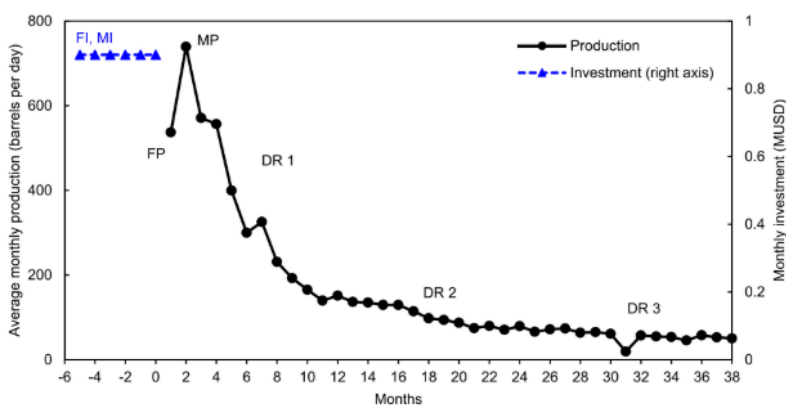


Fig. 3. Example of monthly production data for a tight oil well, from Eagle Ford, Texas, with well time events and production parameters marked: first production (FP), maximum production (MP), mean annual decline rate year one, two and three (DR1, DR 2, DR3). Assumed well capex of 5.4 MUSD (derived from capex of 20 USD/barrel and well EUR of 270 kb) is shown as deployed uniformly over six months.

Fonte: Wachtmeister; Höök (2020)

Mesmo após já terem atingido o declínio produtivo, reservatórios convencionais, nessas condições também chamados de campos maduros, ainda contêm reservas significativas que podem ser exploradas com novas tecnologias, visando estender sua vida útil e aumentar a recuperação do óleo, tornando-se ativos valiosos para a indústria (IBP, 2020). Para Ferreira (2009), um campo de petróleo ou gás natural maduro pode ser entendido como um campo plenamente desenvolvido, ou seja, em estágio avançado de exploração, cuja produção encontra-se em fase declinante.

A produção contínua de hidrocarbonetos implica a progressiva redução do volume e da pressão originais do reservatório, caracterizando a fase de maturidade do campo. Nessa



Escritório Brasília
Av. Rabelo, 26-D
Brasília, DF
CEP: 70804-020
Brasil

Escritório Curitiba
rua Gaspar Carrilho Jr., 01
Curitiba, Paraná
CEP:80810-210
Brasil

Escritório Montevideo
Blvr. Juan Benito Blanco 780,
sala 10 11300 Montevideo,
Dto. de Montevideo
Uruguay

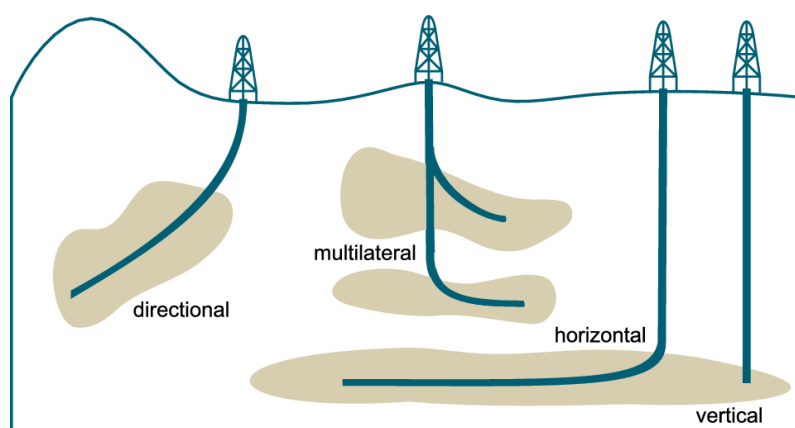
+55 (41) 98445-0000
@Arayaraoficial
www.arayara.org
contato@arayara.org

etapa, a manutenção da viabilidade econômica e da produção depende da adoção de técnicas de recuperação destinadas a prolongar a vida útil do reservatório (Santos Jr., 2006; Vasconcelos, 2022).

No caso de reservatórios convencionais com permeabilidade moderada, ou campos maduros a recuperação de óleo avançada (*Enhanced Oil Recovery* - EOR); assim como o fraturamento hidráulico podem ser utilizadas como técnicas avançadas para aumentar a produtividade nos campos.

Os modos de perfuração dos poços exploratórios podem variar de acordo com as características do reservatório, sendo agrupados basicamente em poços verticais, direcionais, multilateral e horizontal (Figura 4), sendo este o modelo mais utilizado para a produção de folhelhos, enquanto que os poços verticais são os mais utilizados para a produção de reservatórios convencionais.

Figura 4 - Tipos de poços exploratórios de petróleo e gás



Fonte: Fernandes *et al.* (2024)

Gás e óleo de formação fechada,; gás e óleo de folhelho e metano de manta de carvão são tipos de recursos não convencionais (ver Tabela 1 e Figura 5), os quais sem uma técnica de estimulação massiva (como o *fracking*), ou por meio de processos especiais de recuperação, não é possível produzir petróleo e gás natural fóssil de maneira economicamente viável (Holditch, 2007).

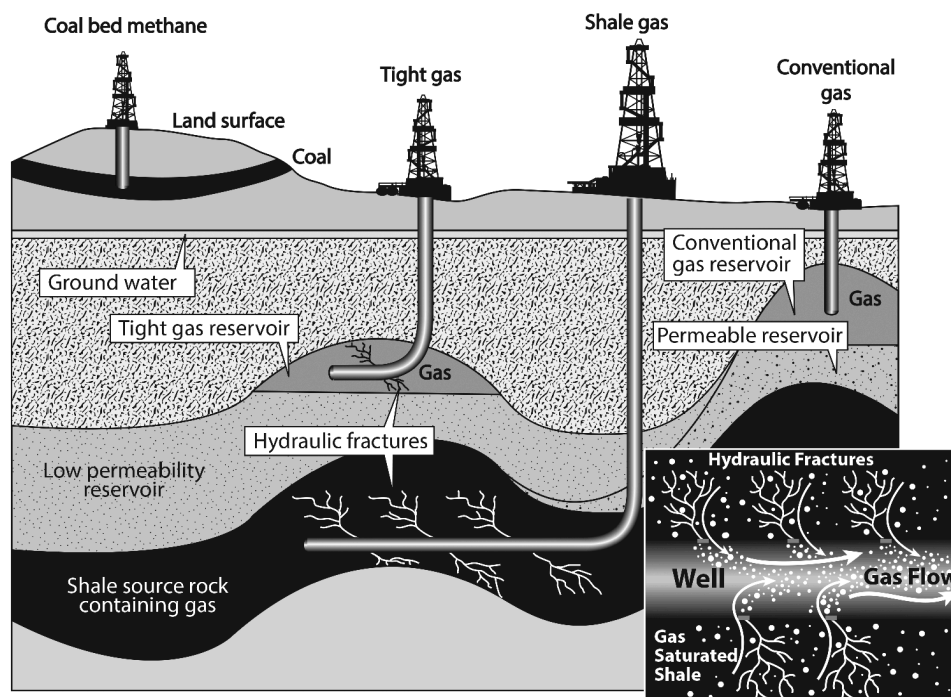


Tabela 1 - Características dos reservatórios de gás não convencionais, nos quais o fraturamento hidráulico pode ser aplicado

Tipo	Características geológicas
Gás de folhelho (<i>Shale gas</i>)	O gás de folhelho ocorre em depósitos de folhelho, normalmente encontrados em deltas fluviais, depósitos lacustres ou planícies de inundação. O folhelho atua simultaneamente como rocha geradora e como reservatório do gás natural. Esse gás pode estar na forma de gás livre, aprisionado nos poros e fraturas da rocha, ou como gás adsorvido, retido nas superfícies minerais do folhelho.
Metano em camadas de carvão (<i>Coal-bed methane</i>)	O metano de carvão é produzido e armazenado em camadas de carvão, que apresentam permeabilidade extremamente baixa.
Gás compacto (<i>Tight gas</i>)	Diferentemente do gás de folhelho ou do metano em camadas de carvão, o gás compacto é formado fora da rocha geradora, tendo migrado ao longo de milhões de anos para formações de rocha dura extremamente impermeáveis, como arenitos ou calcários, que normalmente apresentam porosidade muito baixa ou são praticamente não porosos.

Fonte: Adaptado de Wang *et al.* (2014)

Figura 5 - Esquema ilustrativo dos recursos petrolíferos



Fonte: Evans (2017)



A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP), na minuta do contrato de exploração e produção da 12ª rodada de licitações, conceitou recurso não convencional da seguinte forma:

“**Recurso Não Convencional:** acumulação de Petróleo e Gás Natural que, diferentemente dos hidrocarbonetos convencionais, não é afetada significativamente por influências hidrodinâmicas e nem é condicionada à existência de uma estrutura geológica ou condição estratigráfica, requerendo, normalmente, tecnologias especiais de extração, tais como poços horizontais ou de alto ângulo e fraturamento hidráulico ou aquecimento em retorta. Incluem-se nessa definição o Petróleo extrapesado, o extraído das areias betuminosas (“sand oil” ou “tar sands”), dos folhelhos oleíferos (“shale oil”), dos folhelhos ricos em matéria orgânica (“oil shale” ou xisto betuminoso) e das formações com baixíssima porosidade (“tight oil”). Consideram-se, também, na definição, o gás metano oriundo de carvão mineral (“coal bed methane” ou “coal seam gas”) e de hidratos de metano, bem como o Gás Natural extraído de folhelhos gaseíferos (“shale gas”) e de formações com baixíssima porosidade (“tight gas”).”

Portanto, a ANP propõe uma definição muito restrita do conceito de recursos não convencionais, dado a inexistência de regulamentação à época em âmbito nacional, permitindo a distinção dos recursos petrolíferos, bem como as definições e exigências contratuais para a exploração de hidrocarbonetos, dado as particularidades e riscos operacionais para com os recursos não convencionais.

3. O FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Apesar de ser chamado de fraturamento hidráulico, que remete a ideia de uso exclusivo de água nas operações, a técnica consiste na utilização de fluidos para fraturar um reservatório de hidrocarbonetos, no qual o fluido é bombeado através de um poço para aumentar a pressão no interior do poço excedendo os limites da rocha, assim que a fratura está aberta o material de sustentação (propante) preenche o espaço da fratura aumentando a



condutividade e, conseqüentemente, o escoamento dos hidrocarbonetos para os poços (Economides, Nolte, 2000; Gandossi; Von Estorff, 2015).

Desenvolvida pela Stanolind ([Figura 6](#)), a técnica de fraturamento hidráulico teve suas primeiras aplicações no final dos anos 1940, no estado do Kansas que foi mal sucedida devido a tratamento inadequado dos fluidos em relação ao estrato geológico, seguida da aplicação bem sucedida no oeste do Texas (Farris, 1953; Nolte, 2000). O primeiro pedido de patente foi realizado em 1948, e cedido em 1953, possuindo caráter abrangente ao contemplar práticas e produtos fundamentais, como o uso de propantes, fluidos gelificados, agentes de quebra, aditivos de controle de perda de fluido e o fraturamento de múltiplas zonas (Farris, 1953).

Figura 6 - Primeiro fraturamento hidráulico realizado em 1949 pela Stanolind Oil



Fonte: Smith; Montgomery (2015)



Segundo Nolte (2000), o fraturamento hidráulico de primeira geração, ou *damage bypass*, baseava-se em tratamentos de pequena escala voltados à remoção de danos próximos ao poço em formações de permeabilidade da ordem de milidarcy (mD)¹. Nesses casos o fraturamento é utilizado para recuperar a condutividade do poço para manter a produção economicamente viável. **Este tipo de operação ocorre no Brasil, como por exemplo no caso da solicitação da Alvopectro em âmbito administrativo na ANP (2024a; 2024b) referente a estimulação no poço 1-ALV-15-BA, inserido no bloco REC-T-183 (Figura 7), via fraturamento hidráulico.**

Figura 7 - Campo de exploração da Alvopectro no bloco REC-T-183



Fonte: Divulgação [Alvopectro](#)

¹ Em homenagem ao engenheiro Henry Darcy, o qual foi o criador da Lei de Darcy, que descreve o escoamento de fluídos em meios porosos. A unidade Darcy (D) reflete a permeabilidade do meio poroso (ver [Figura 2](#)). A escala começa em termos da maior permeabilidade Darcy (D); mili D ou mD ou 10^{-3} D; micro D ou μ D ou 10^{-6} D; nano D ou nD ou 10^{-9} D.



A transição da primeira geração para a segunda (*massive fracturing*), ocorreu quando as necessidade dos Estados Unidos por gás na década de 1970 surgiram, sendo assim, o fraturamento hidráulico deixou de ser um ferramenta corretiva para uma de viabilização das reservas de *tight gas*, ou seja, buscando reservatórios de baixa permeabilidade, necessitando de uma abordagem mais agressiva e conseqüentemente aumentando a extensão das fraturas (Nolte, 2000, pg. A-10, A-11).

Em síntese, houve um salto da técnica corretiva para a única forma de criar área drenável efetiva em reservatórios de muito baixa permeabilidade, exigindo tratamentos de escala muito maior, com aumento expressivo de volume, custo operacional, passando a ser conhecido como fraturamento hidráulico massivo, buscando gerar uma fratura longa e com boa condutividade (Nolte, 2000, pg. A5-11; Holditch, 2007; Gandossi; Von Estorff, 2015).

Neste período de transição houveram avanços sobre a compreensão da fratura, englobando aspectos físicos, de engenharia e operacionais, permitindo que as operações do período fossem bem sucedidas, dada a complexidade que relacionava a fratura *in lato sensu* (formação, geometria), a relação entre os fluídos e químicos utilizados com os materiais de sustentação da fratura, para a produção dos hidrocarbonetos (Cooke, 1975; Novotny, 1977; Nolte, 1979; Jennings, 1996; Nolte, 2000). Nesse contexto, o conhecimento sobre o comprimento efetivo das fraturas, a distribuição e a quantidade de propante, e sua interação com o fechamento da fratura tornou-se elemento central para o sucesso operacional e para a previsão da resposta produtiva do reservatório (Nolte, 2000).

A transição da segunda para a terceira geração do fraturamento hidráulico ocorreu quando a interpretação diagnóstica da pressão revelou que, em formações de maior permeabilidade, a maximização do comprimento da fratura deixava de ser o principal fator de desempenho, sendo progressivamente substituída pelo controle da largura e da condutividade (Nolte, 2000). Observou-se que o aumento indiscriminado de pressão, viscosidade e concentração de polímero podia exceder a capacidade da formação, intensificando a perda de



fluido, restringindo a extensão eficiente da fratura e, paradoxalmente, favorecendo o aumento de largura após o *screenout*².

Esse comportamento levou à reinterpretação de eventos antes considerados falhas operacionais como manifestações de limites físicos do reservatório. O conceito de capacidade da formação (*formation capacity*), definida como o limite de pressão líquida³ (*net pressure*) a partir do qual mecanismos físicos, controlados pelo estado de tensões *in situ*, passam a governar a resposta da fratura (Nolte, 1982). A partir desse entendimento, o *screenout* passa a ser explorado de forma deliberada no conceito de *Tip-Screenout* (TSO)⁴, no qual o bloqueio da ponta da fratura converte a energia de bombeio em aumento de largura sustentada e, conseqüentemente, em maior condutividade.

A terceira geração marca a transição definitiva do fraturamento hidráulico de uma prática predominantemente empírica para uma ferramenta integrada de engenharia de reservatórios, em que pressão, largura, condutividade e capacidade da formação são tratadas de forma conjunta e intencional (Nolte, 2000). Adicionalmente, o TSO passa a sustentar um conjunto integrado de aplicações que extrapolam a estimulação convencional, abrangendo controle de danos profundos (*deep damage*), completações híbridas (*frac and pack*), gerenciamento de reservatórios e de água por fraturamento indireto (*indirect vertical fracture completion – IVFC*) e controle de areia sem tela (*screenless sand control*) (Nolte, 2000). Segundo, Murphy; Fehler (1986), o fraturamento convencional é a forma clássica de fraturamento, que compreende a uma fratura planar perpendicular a plano de tensão mínima.

² Ocorre quando o material de sustentação (propante) impede o aumento da altura da fratura, de forma grosseira seria equivalente ao entupimento desta. O bombeamento de fluido na formação se converte em aumento da largura da fratura e compactação do propante.

³ É definida pela diferença entre a pressão do fundo do poço e a pressão de fechamento da fratura. O volume armazenado na fratura bem como a largura são proporcionais à pressão líquida.

⁴ Diferente do *screenout*, o TSO é o bloqueio desejado da fratura, que considerando o limite físico da formação (*formation capacity*) para converter o bombeamento adicional em aumento de largura da fratura e condutividade, maximizando a produtividade do poço.



Entende-se que a aplicação do fraturamento hidráulico para folhelho (gás de folhelho⁵) é totalmente disruptiva quando comparada ao fraturamento convencional tratado até aqui. Certamente todos os avanços e aprimoramentos tecnológicos, de engenharia e operação culminaram para as alterações drásticas para chegar no que atualmente conhecemos como *fracking*, de grande sucesso produtivo.

Apesar da perfuração em poços horizontais ter sido aplicada fortemente nos anos 1980, somente no começo dos anos 2000 o fraturamento hidráulico multietapas⁶ em poços horizontais ([Figura 8](#)) tornou-se tecnicamente viável, o que possibilitou a extração grandes quantidades de gás de folhelhos impermeáveis, sendo este o avanço fundamental para a expansão da produção de óleo e gás nos EUA nas últimas décadas (Wang *et al.*, 2014; Barati; Liang, 2014; Kleinberg; Boak, 2018). Conclui-se que somente com os avanços tecnológicos ao longo de décadas se viabilizou a exploração comercial dos folhelhos na América do Norte (Gandossi; Von Estorff, 2015).

Os métodos de completação em *shale* buscam subdividir o volume drenável em numerosos blocos conectados por microfissuras que conduzem o gás ao poço. Para atingir essa complexidade sem que o reservatório se torne dominado por escoamento difusivo, o fraturamento deve se iniciar com fraturas principais a partir do poço, que posteriormente se ramificam pela ativação de fraturas naturais. Esse arranjo forma um sistema alimentador (*feeder system*) responsável por conectar o volume estimulado ao poço (King, 2010).

King (2010) relaciona o sucesso econômico de um determinado poço de folhelho a partir do êxito de se criar área de contato com entre o *shale* e a fratura como usualmente era feito no fraturamento hidráulico. Entretanto, o autor relata que o desafio é iniciar fraturas em muitos pontos e ser capaz de controlar a formação de uma fratura dominante a partir de cada ponto de iniciação, dado que fraturas de crescimento indiscriminado e pequenas fraturas, não conseguem transportar o propante. Enquanto, que no fraturamento convencional buscava-se

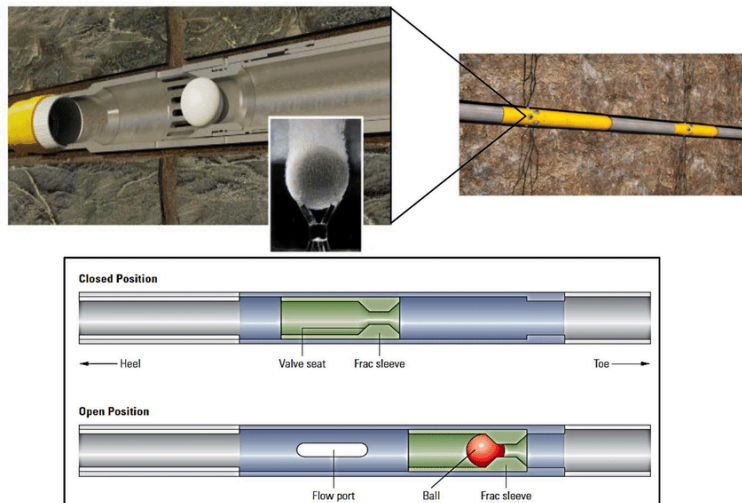
⁵ No Brasil o termo mais usual para gás de folhelho é gás de xisto.

⁶ Na perfuração em múltiplos estágios (*multi stages*), utiliza-se perfurações no poço através de canhoneiros, sendo estes equipamentos que produzem explosões, gerando pequenas perfurações (*perforations*) para que o fluido acesse a matriz (Wu, Sharma, 2016).



gerar fraturas planares de duas asas, no fraturamento em *shale* tende a gerar complexos de fraturas (Sahai; Moghanloo, 2019).

Figura 8 - Aplicação do fraturamento multi-estágio (*multistage fracture*) com *perf-and-plug completion*



Fonte: Salah *et al.* (2017)

Segundo King (2010), embora técnicas como o fraturamento multietapas já fossem conhecidas anteriormente, sua aplicação em larga escala apenas se consolidou a partir do final da década de 1990, com a introdução do *slickwater fracturing*⁷ no Barnett Shale por volta de 1999, e se intensificou ao longo dos primeiros anos dos anos 2000, quando o aumento do número de estágios e do comprimento dos poços horizontais passou a impulsionar ganhos significativos de recuperação.

Os fraturamentos com *slickwater* refletem mais que o dobro de produção do que aqueles realizados com gel reticulado (o benefício também foi identificado em refraturamentos), gerando aumento no *stimulated volume reservoir* - SVR, mesmo com uma menor capacidade de transporte de propante, porém com maior facilidade de ativação de fraturas naturais (King, 2010). A perfuração e fraturamento realizado de forma aninhada com poços próximos, aumenta a produção do reservatório, devido às conexões entre as fraturas,

⁷ Os fraturamentos com *slickwater* são tratamentos de fraturamento com quantidade mínima de polímero e menor capacidade de transporte de areia do que géis lineares ou géis reticulados



bem como a produção de fraturas complexas e múltiplas fraturas, aumentando as conexões entre os poços e conseqüentemente o SRV (King, 2010).

Com base nas informações apresentadas até aqui, elaborou-se a [Tabela 2](#), que traz as principais características das diferentes fases do fraturamento hidráulico até chegar no estágio de maturidade capaz de produzir hidrocarbonetos em folhelho de forma economicamente viável.

Tabela 2 - Características das diferentes fases do fraturamento hidráulico

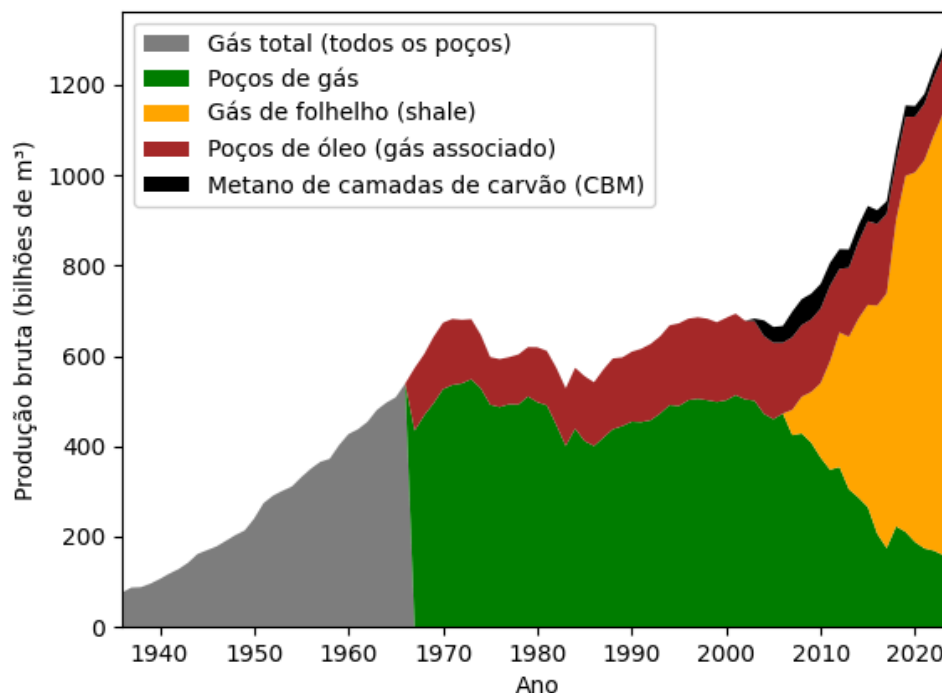
Característica	1ª Fase – Damage bypass	2ª Fase – Fraturamento massivo (Tight gas)	3ª Fase – Otimização (TSO)	4ª Fase – Multistage / SRV
Marco temporal	1950	1970	1980	2000
Objetivo do fraturamento	Remover dano próximo ao poço	Viabilizar reservatórios tight	Obtenção da largura ideal da fratura	Maximizar volume estimulado
Tipo de poço típico	Vertical	Vertical	Majoritariamente Vertical	Horizontal e vertical
Número de fraturas	Única	Única (massiva)	Única	Múltiplas (estágios)
Volume de fluido	Baixo	Muito alto (massivo)	Moderado	Alto (distribuído em estágios)
Geometria dominante	Planar simples	Planar muito longa	Planar controlada	Rede complexa
Fluidos principais	Gel linear/ reticulado, caso de areia de rio (<i>river fracturing</i>)	Gel viscosificado	Gel linear/ reticulado	Slickwater e híbridos
Proppant	Areia, esferas de diversos materiais	Grandes volumes de areia	Areia / sintéticos	Areia fina (100 mesh)
Controle geomecânico	Limitado	Explícito (<i>net pressure</i>)	Exploração do limite da formação (<i>formation capacity</i>)	Interação de fraturas
Métrica de sucesso	Vazão inicial	Contato reservatório com a fratura	Condutividade	SRV/conectividade

Fonte: Elaborado pelos autores



Em síntese, o fraturamento hidráulico passou por mais de cinco décadas para atingir maturidade tecnológica suficiente para começar a explorar as rochas com a maior disponibilidade de recursos petrolíferos (ver [Figura 2](#)), fazendo com que a produção estadunidense de gás ([Figura 9](#)), voltasse a crescer depois de 40 anos de estagnação (Montgomery; Smith, 2010; Inman, 2014; Wang, 2018; USEIA, 2025).

Figura 9 - Histórico de produção de gás natural fóssil nos Estados Unidos



Fonte: Elaborado a partir de USEIA (2025)

Conforme observado ao longo deste estudo, os avanços tecnológicos no fraturamento hidráulico estiveram diretamente associados à necessidade de compreender e explorar, de forma mais eficiente, as relações operacionais entre os diferentes tipos de reservatórios e seus mecanismos de produção. Em particular, esses avanços trouxeram uma maior capacidade de escoamento de hidrocarbonetos em meios de baixa permeabilidade, nos quais o fluxo natural da matriz rochosa é insuficiente para sustentar taxas de produção economicamente viáveis.

Nesse contexto, a [Tabela 3](#) sintetiza a relação entre as principais características petrofísicas dos reservatórios e os parâmetros produtivos associados, evidenciando o papel



diferenciado do fraturamento hidráulico conforme o tipo de sistema geológico considerado. Em reservatórios convencionais, o fraturamento atua predominantemente como uma técnica de **estimulação**, voltada à mitigação de danos próximos ao poço e ao incremento da produtividade. Em formações fechadas (*tight*), caracterizadas por permeabilidades da ordem de microdarcy, o fraturamento assume um papel de **viabilização da produção**, sendo essencial para ampliar o contato entre o poço e o volume de rocha drenável. Já em reservatórios do tipo *shale* (folhelho), de permeabilidade ainda mais baixa e elevada complexidade estrutural, o fraturamento hidráulico constitui uma **condição necessária para a produção**, uma vez que a conectividade hidráulica passa a ser dominada quase integralmente pela rede de fraturas induzidas.

Tabela 3 - Relação entre as características dos reservatórios com as características produtivas a partir do fraturamento hidráulico

Característica	Convencional	<i>Tight</i> (formação fechada)	<i>Shale</i> (folhelho)
Permeabilidade típica	mD–D	μ D	nD– μ D
Papel do fracking	Estimulação	Viabilização	Condição necessária
Tipo de poço dominante	Vertical	Vertical / horizontal	Horizontal
Tipo de fratura	Planar dominante	Planar + ramificações	Rede complexa
Fluidos principais	Gel	Gel e híbridos	<i>Slickwater</i> dominante
Propantes principais	Areia / sintéticos	Areia / sintéticos	Areia fina
Exemplos	Campos maduros	Arenitos e rochas carbonáticas de baixa permeabilidade	Folhelhos de baixíssima permeabilidade

Fonte: Elaborado pelos autores.

Conforme apresentado por Nolte (2000), até a terceira geração, apesar de que no início da técnica ocorreram fraturamentos com água de rios para fugir do pagamentos de *royalties* pela patente, os fluidos de fraturamento compreendiam a majoritariamente a géis lineares e géis reticulados para a aplicação da técnica.

Ao longo das décadas de desenvolvimento do fraturamento hidráulico, a areia destaca-se entre os materiais propantes utilizados, sendo a areia de rio o primeiro propante utilizado, porém diversos materiais de sustentação (propantes) foram utilizados, tais como:

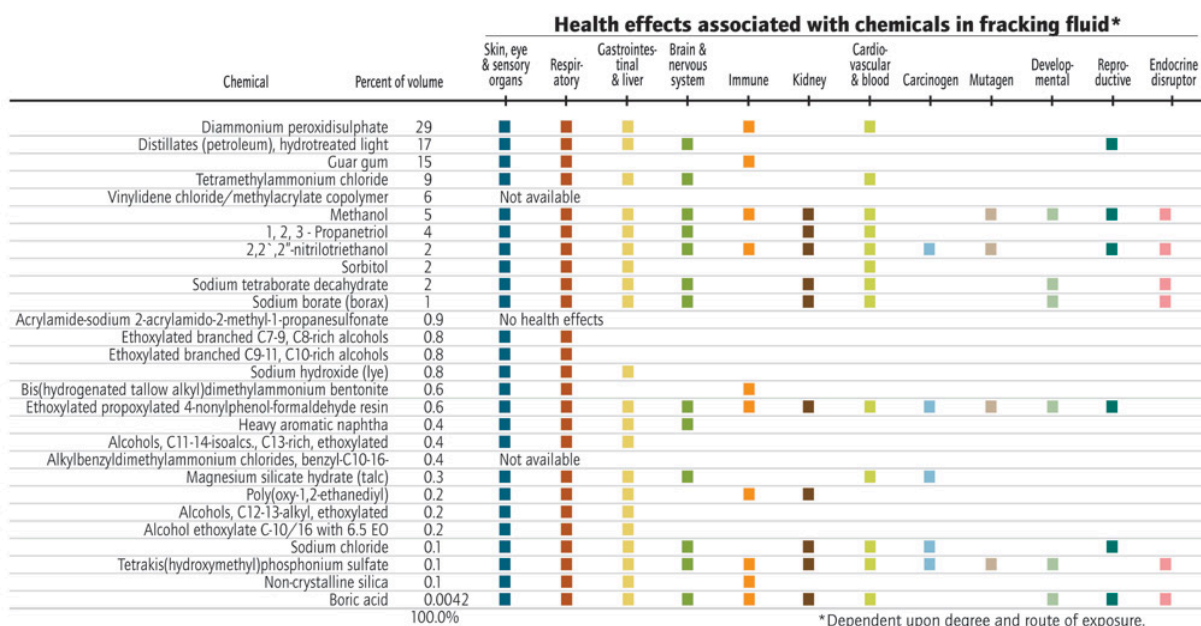


esferas de plástico, ferro, alumínio, bauxita sinterizada, dentre outros (Nolte, 2000; Holdtich, 2007; Smith; Montgomery, 2015). A primeira operação de fraturamento hidráulico no Brasil foi realizada com esferas como propante (Petrobras, 2016c).

Quando foi viabilizada a produção de folhetos tudo mudou. O fraturamento hidráulico passou a ser uma técnica intensiva em água, onde estima-se que se consumam por volta de 5,7 até 61 milhões de litros de água por poço (Wang, 2014; Gandossi; Von Estorff, 2015; Kondash, Vengosh, 2018; USGS, 2024). A quantidade massiva de água é necessária para a criação do complexo de fraturas gerados por poços agregados, ao contrário da técnica convencional (King, 2010; Sahai; Moghanloo, 2019).

No fluido de fraturamento são utilizados mais de 1000 substâncias químicas (Tabela 4), incluindo diversas com potencial de danos à saúde (Figura 10) até mesmo com potencial carcinogênico (causar câncer) (Kargbo; Wilhelm; Campbell, 2010; USEPA, 2016; Elsnier; Holzer, 2016; Stringfellow *et al.* 2017).

Figura 10 - Compostos presentes nos fluidos de fraturamento



Fonte: Adaptado de SERC



Tabela 4 - Categorias de compostos químicos utilizados no *fracking*

Categoria química	Uso técnico no fraturamento hidráulico	Exemplos de compostos
Ácidos	Para alcançar maior capacidade de injeção ou penetração e, posteriormente, dissolver minerais e argilas, reduzindo o entupimento e permitindo que o gás flua até a superfície.	Ácido clorídrico
Biocidas	Para prevenir a proliferação de bactérias que podem corroer tubulações e conexões, além de degradar agentes gelificantes, garantindo que a viscosidade do fluido e o transporte de propano sejam mantidos.	1-metil-4-isotiazolin-3-ona, bronopol, glutaraldeído
Quebradores (Breakers)	Para permitir a degradação dos agentes gelificantes usados no transporte do propano; são adicionados próximo ao final da sequência de fraturamento para aumentar o retorno do fluido (<i>flowback</i>).	Persulfato de amônio, peróxido de magnésio
Estabilizadores de argila	Para criar uma barreira fluida que evite a mobilização de argilas, as quais podem obstruir fraturas.	Cloreto de tetrametilamônio, cloreto de sódio
Inibidores de corrosão	Para reduzir o potencial de corrosão em tubulações e revestimentos (<i>casing</i>).	Octilfenol etoxilado, nonilfenol, isopropanol
Agentes reticulantes (Crosslinkers)	Para espessar os fluidos, frequentemente com sais metálicos, a fim de aumentar a viscosidade e melhorar o transporte de propano.	Etilenoglicol, tetraborato de sódio decahidratado, destilado de petróleo
Antiespumantes (Defoamers)	Para reduzir a formação de espuma quando ela não é mais necessária, diminuindo a tensão superficial e permitindo a liberação de gás aprisionado.	2-etilhexanol, ácido oleico, ácido oxálico
Espumantes (Foamers)	Para aumentar a capacidade de transporte durante o deslocamento de propanos e reduzir o volume total de fluido necessário.	2-butoxietanol, dietilenoglicol
Redutores de atrito	Para tornar a água mais “escorregadia” e minimizar o atrito gerado sob alta pressão, aumentando a taxa e a eficiência do bombeamento do fluido de fraturamento hidráulico.	Acrilamida, etilenoglicol, destilado de petróleo, metanol
Agentes gelificantes (Gellants)	Para aumentar a viscosidade e manter a areia em suspensão durante o transporte de propano.	Propilenoglicol, goma guar, etilenoglicol
Controle de pH	Para manter o pH adequado em diferentes etapas, utilizando soluções tampão, garantindo a máxima eficiência dos diversos aditivos.	Hidróxido de sódio, ácido acético
Propanos	Para manter as fissuras abertas, permitindo o escoamento do gás a partir da formação fraturada; geralmente compostos por areia e, ocasionalmente, esferas de vidro ou cerâmica.	Estireno, sílica cristalina, cerâmica, grafite
Inibidores de incrustação (Scale inhibitors)	Para prevenir o acúmulo de incrustações minerais que podem bloquear a passagem de fluidos e gás nas tubulações.	Acrilamida, policarboxilato de sódio
Surfactantes	Para reduzir a tensão superficial dos líquidos e melhorar o escoamento do fluido através das tubulações em ambas as direções.	Naftaleno, 1,2,4-trimetilbenzeno, etanol, metanol, 2-butoxietanol

Fonte: Kassotis *et al.* (2015)



Uma parcela considerável dos fluidos de *fracking* retornam à superfície na exploração do poço, este efluente é chamado de *flowback*, que contém contaminantes da formação, além dos químicos já utilizados no *fracking* (USEPA, 2016). O *flowback* pode ser armazenado em tanques escavados, que ficam expostos ao ar livre ([Figura 11](#)).

Figura 11 - Exemplo de tanque contendo *flowback*



Fonte: Divulgação NBC News

De acordo com a USEPA (2016), o *flowback* é caracterizado por possuir elevada carga de diversos poluentes orgânicos, elementos radioativos, além de ânions e cátions. Cabe ressaltar que o ato normativo, Resolução ANP nº 21/2014 (ANP, 2014), que traz o regramento sobre o *fracking* no Brasil, solicita inclusive que sejam monitorados radioisótopos do elemento rádio (Ra), dado a ciência dos riscos associados a elementos radioativos.

Os elementos radioativos, metais pesados, demais elementos químicos e produtos utilizados no *fracking*, substâncias orgânicas (como benzeno e hidrocarbonetos policíclicos



aromáticos) do *flowback* aumentam a contaminação dos recursos hídricos (Almond *et al.*, 2014; USEPA, 2016, Pan *et al.*, 2025).

Conforme destacado pela USEIA (2013), a vazão dos poços é drasticamente reduzida ao longo dos dois primeiros anos. Desta forma, são necessárias novas perfurações para se manter a oferta dos combustíveis, que gera grande modificação na paisagem onde se tem a exploração ([Figura 12a](#) e [Figura 12b](#)).

Figura 12a - Plataformas de fracking distribuídas pelo campo de gás Jonah no estado de Wyoming, Estados Unidos



Figura 12b - Plataformas de fracking distribuídas pela paisagem da província de Neuquén, Argentina



Fonte: [Divulgação Peter Aengst via SkyTruth /EcoFlight](#)

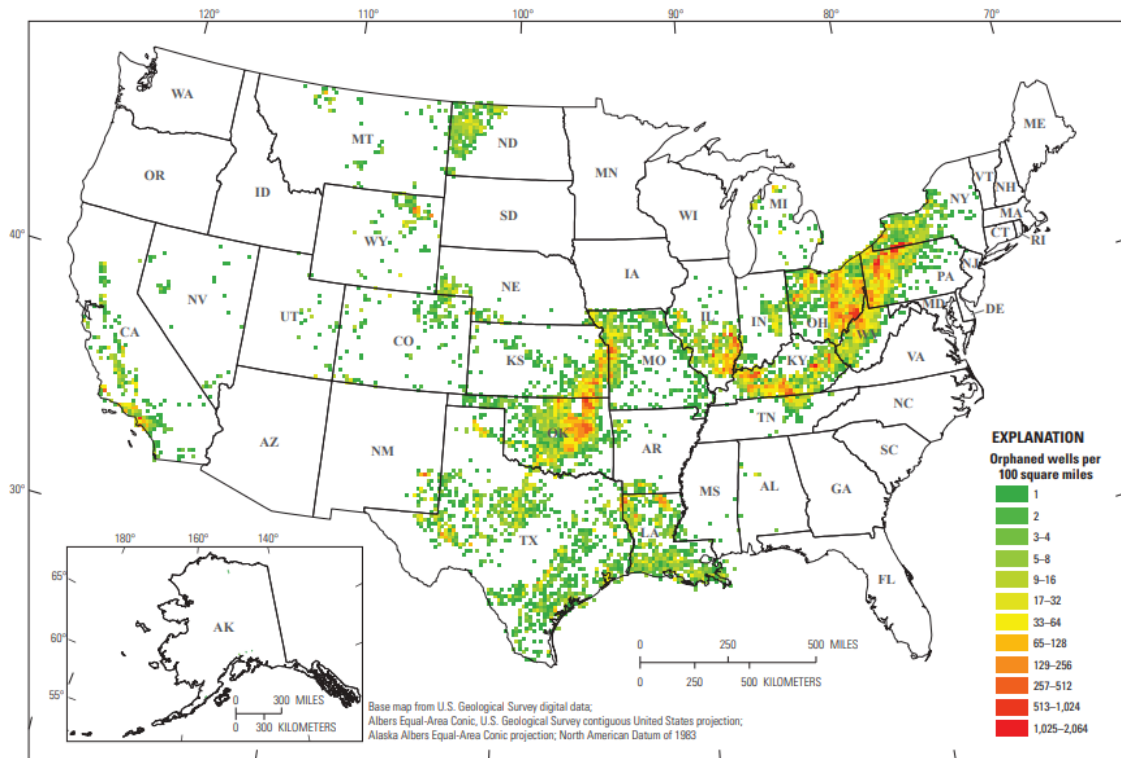
Fonte: Divulgação, COESUS e ARAYARA.org

De acordo com o *United States Department of Interior* (USDOI, 2022), o serviço geológico dos Estados Unidos documentou 117.672 poços órfãos⁸ ([Figura 13](#)), porém a USEPA estima que existem cerca de 2,7 milhões de poços de óleo abandonados nos Estados Unidos e outros 600 mil poços de gás abandonados. Na estimativa mais recente da USEPA (2024, pg. 3-117 - 3-119) são 3 milhões de poços de petróleo e 0,9 milhão de poços de gás, que emitiram em 2022 cerca de 8,5 milhões de tCO₂e (toneladas de dióxido de carbono equivalente).

⁸ Poços órfãos são aqueles que foram abandonados e não possui nenhum responsável registrado.



Figura 13 - Densidade de poços abandonados nos Estados Unidos



Fonte: Merrill *et al.* (2023)

Os poços abandonados podem funcionar como caminhos preferenciais para a contaminação dos recursos hídricos, dado a gigantesca quantidade de poços abandonados os riscos tomam a mesma proporção. Poços abandonados, próximos a poços em operação, apresentam-se como uma fonte de risco de contaminação para as águas subterrâneas, tanto pelo seu inadequado tamponamento, quanto pela degradação do cimento (revestimento) ao longo do tempo (USEPA, 2016 pg. ES 32).

Há ao menos cinco forma do poço cimentado funcionar como caminho preferencial para a contaminação dos recursos hídricos (USEPA, 2016), conforme a Figura 14, sendo: (1) vazamento do revestimento (*casing*) e da tubulação (*tubing*) para uma formação permeável; (2) migração ao longo de um anular não cimentado; (3) migração ao longo de microanulares entre o revestimento e o cimento; (4) migração através de cimento de má qualidade; e (5) migração ao longo de microanulares entre o cimento e a formação.



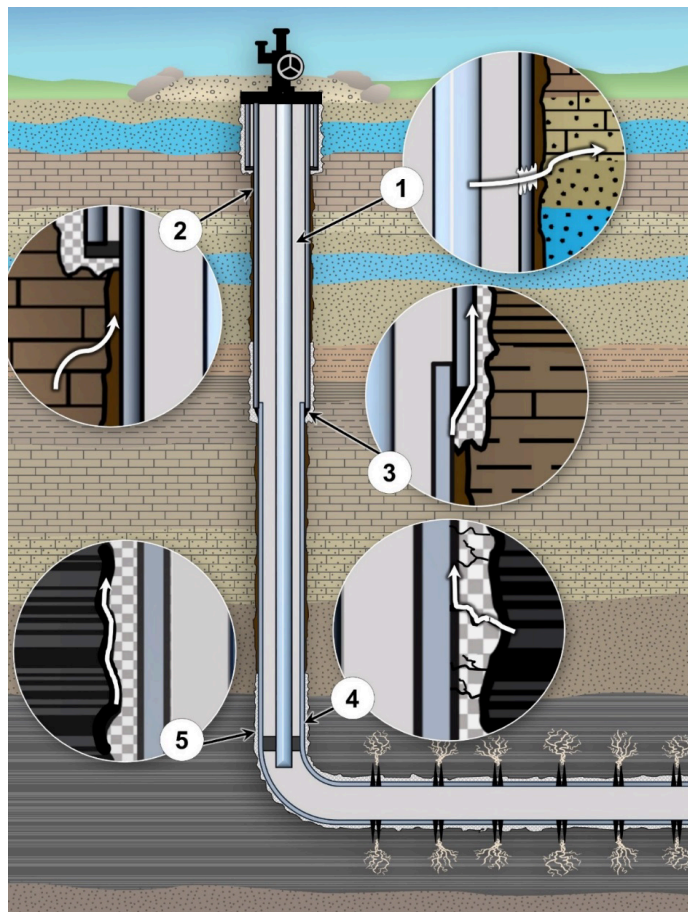
Escritório Brasília
Av. Rabelo, 26-D
Brasília, DF
CEP: 70804-020
Brasil

Escritório Curitiba
rua Gaspar Carrilho Jr., 01
Curitiba, Paraná
CEP:80810-210
Brasil

Escritório Montevideo
Blvr. Juan Benito Blanco 780,
sala 10 11300 Montevideo,
Dto. de Montevideo
Uruguay

+55 (41) 98445-0000
@Arayaraoficial
www.arayara.org
contato@arayara.org

Figura 14 - Caminhos para o movimento de fluidos por poços cimentados



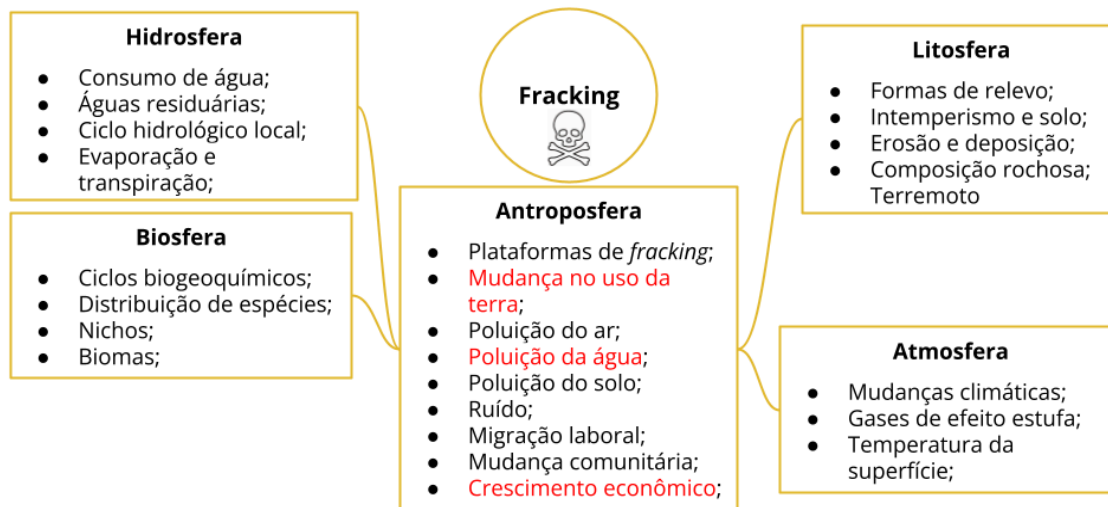
Fonte: USEPA (2016)

Os poços abandonados necessitam de um longo acompanhamento, monitoramento e se necessário, adequações para evitar a amplificação dos danos já elencados pelas atividades de desenvolvimento do poço.

A intensidade da aplicação do fraturamento para formações de baixíssima permeabilidade, uso de milhares de produtos químicos, contaminação do meio ambiente, exposição da população à diversos contaminantes, elevou drasticamente os riscos do fraturamento hidráulico. Portanto, **o fraturamento hidráulico, denominado *fracking***, a partir do desenvolvimento em folhelho, se tornou uma técnica de extrema preocupação, em decorrência dos impactos ambientais e sociais causados nos Estados Unidos ([Figura 15](#)).



Figura 15 - Impactos ambientais sociais e econômicos do *fracking*



Fonte: Adaptado de Meng (2017)

Diversos são os impactos sociais, ambientais, econômicos e na saúde do *fracking* (USEPA, 2016; Meng, 2017; Black *et al.*, 2021). Gandossi; Von Estorff (2015) destacam que a aplicação de *fracking* na União Europeia vem com grandes preocupações, justamente pelo histórico registrado nos Estados Unidos. Destaca-se:

- Contaminação da água e do solo (USEPA, 2016; Meng, 2017; Black, 2021);
- Contaminação do ar por diversos poluentes atmosféricos, incluindo NO_x (óxidos de nitrogênio e Compostos Orgânicos Voláteis (VOCs) (Srebotnjak, Rotkin-Ellman, 2014; Li, Reeder, Pekney, 2020);
- Drástica mudança no uso da terra para plataformas de *fracking* (Dohan *et al.*, 2012; Meng, 2017);
- Sismos induzidos (Ellsworth, 2013; USGS, 2022).

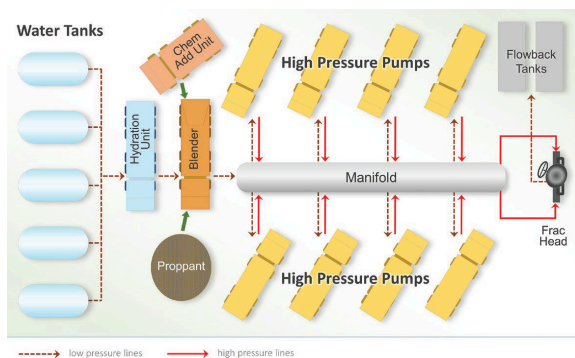
Sob aspectos econômicos o *boom* do *shale* refletiu em um cenário de bem estar econômico, suprimento energético nos Estados Unidos e uma grande geração de empregos (Wang *et al.*, 2014; Meng, 2017; Black *et al.*, 2021; USEIA, 2025). Contudo, estados importantes para a exploração do *shale* (Nova México e Texas), antes da queda dos preços do petróleo em 2014, que possuíam mais da metade dos trabalhadores do setor (cerca de



330.000), tiveram uma queda de mais de 120.000 postos de trabalho para a redução de custos (Wang, 2014; Federal Reserve Bank of Dallas, 2021). Mesmo com a recuperação produtiva posterior, a dissociação entre produção e emprego tornou-se evidente: **entre dezembro de 2014 e dezembro de 2017, a produção de petróleo no Texas e no Novo México cresceu 14%, enquanto o emprego no setor caiu 29%**, refletindo ganhos de produtividade, automação e redução estrutural da força de trabalho (Federal Reserve Bank of Dallas, 2021).

Ao longo de todo o ciclo produtivo que envolve: (i) a identificação de possíveis locais de produção (exploração); (ii) a seleção do local e a construção de uma plataforma de perfuração; (iii) a perfuração, o revestimento e a cimentação; (iv) a estimulação hidráulica; (v) a produção ([Figura 16a](#) e [Figura 16b](#)); (vi) o desmantelamento da plataforma de perfuração e a renaturalização. Somam-se o conjunto de vias de contaminação que envolvem todos os meios citados na [Figura 15](#). Esse cenário resulta na exposição crônica da população a misturas químicas pouco caracterizadas e de difícil controle regulatório, como é extremamente explorado por Wollin *et al.* (2020).

Figura 16a - Esquema produtivo em um campo de produção via fraturamento hidráulico



Fonte: USEPA (2016)

Figura 16b - Campo de produção via fraturamento hidráulico em Neuquén-AG



Fonte: Acervo institucional da ARAYARA.org

Embora os produtos químicos utilizados para o fraturamento hidráulico aparecem listados de forma geral, como por exemplo, nos EUA pela FracFocus (2025), no Canadá pela FracFocus.ca (2026) e na Alemanha pelo Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG, 2026), ainda há uma grande lacuna sobre quais substâncias de fato são utilizadas em



cada atividade, devido à multiplicidade de produtos químicos aplicados e às diferentes exigências dependendo das condições geológicas específicas, ou seja, não existe uma receita geral para todos os fluidos de fraturamento. A composição dos fluidos de fraturamento é altamente variável e pode ser sigilosa (USEPA, 2016; CNRH, 2025).

Dessa forma, a realização de uma análise aprofundada em relação aos processos de transformação química dos fluidos de fraturamento, como por exemplo, compostos oxidantes sofrerem reações químicas no subsolo, considerando as altas temperaturas de 50 a 100 °C em profundidades de 1000 a 2500 m, alta pressão e alta salinidade, também acaba sendo comprometida pela questão da transparência das substâncias utilizadas (Holzer *et al.*, 2016; Wollin *et al.*, 2020).

Ademais, a literatura demonstra que a integridade dos poços ([Figura 14](#)) é um dos principais pontos críticos de segurança, pois falhas em revestimento e cimentação podem permitir a migração de gás e fluidos contaminados das zonas profundas para aquíferos rasos utilizados para abastecimento humano, gerando alterações físico-químicas da água, presença de hidrocarbonetos como BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos), aumento de sais e metais (bário, estrôncio, arsênio, mercúrio), além de potencial introdução de radionuclídeos (Reagan *et al.*, 2015; Gagnon *et al.*, 2016).

Outra questão importante envolvendo os recursos hídricos como fonte de exposição crônica da população já apresentada anteriormente, dá-se pela água de retorno (*flowback*) produzida durante as atividades do *fracking*, como apresentado por Wollin *et al.* (2020), que consolidou em seu estudo sobre os níveis de parâmetros inorgânicos e orgânicos na água de retorno. Esse processo resulta na mistura entre o fluido injetado e a água da formação, que retorna à superfície com elevada carga de sais, metais pesados, compostos orgânicos tóxicos e radionuclídeos, de forma que seu armazenamento, tratamento e descarte constituem uma das principais fontes de risco ambiental (Stringfellow *et al.*, 2017).

Evidências empíricas em diferentes bacias norte-americanas mostram que mesmo efluentes submetidos a tratamento especializado podem manter concentrações preocupantes de bário, estrôncio e arsênio (Ferrar *et al.*, 2013), e que práticas como a disposição em corpos d'água ou o uso de água produzida para irrigação agrícola favorecem o acúmulo de



substâncias persistentes em solos e cadeias alimentares, configurando vias de exposição crônica para populações humanas e ecossistemas (McLaughlin *et al.* 2016; Stringfellow *et al.*, 2017).

No âmbito atmosférico, as operações de *fracking* geram emissões relevantes de óxidos de nitrogênio, compostos orgânicos voláteis, particulados e compostos sulfurados a partir de motores a diesel, queima e ventilação de gás, vazamentos em equipamentos e intensa movimentação de caminhões (Robinson, 2014; Paulik *et al.*, 2016). Recentemente, tem-se relatado que ao menos 143 contaminantes atmosféricos podem ser liberados devido ao *fracking* (Elliott *et al.*, 2017). Medições em áreas com desenvolvimento intensivo de gás não convencional documentam concentrações elevadas de benzeno, formaldeído, trimetilbenzenos, xilenos, n-alcenos e hidrocarbonetos aromáticos policíclicos, com episódios em que valores de curto prazo excedem referências toxicológicas e metas de qualidade do ar para substâncias carcinogênicas (Ethridge *et al.*, 2015; Bunch *et al.*, 2014; TCEQ, 2011).

As plumas de poluentes podem se estender por quilômetros, atingindo comunidades localizadas a distâncias relativamente pequenas dos poços e da infraestrutura associada (estações de compressão, unidades de processamento, gasodutos), tornando comuns exposições intermitentes e cumulativas, muitas vezes não captadas por monitoramentos pontuais de rotina (Paulik *et al.*, 2016).

Somados a isso, considerando que os fluidos de *fracking* podem conter mais de 1000 substâncias diferentes, incluindo solventes, biocidas de alta toxicidade, surfactantes, dentre outros citados na [Tabela 4](#) (Kassotis *et al.*, 2015), revisões toxicológicas apontam que embora a tendência recente seja em reduzir o número e a periculosidade de alguns aditivos, persistem compostos perigosos, e a falta de dados robustos sobre as misturas completas e seus produtos de degradação impede estimativas confiáveis de risco em exposição prolongada (Wollin *et al.*, 2020).

Além dos riscos associados aos aditivos químicos, o *fracking* constitui uma fonte relevante de emissões fugitivas de metano ao longo de toda sua cadeia produtiva. O metano apresenta elevado potencial de aquecimento global, entre 84 a 87 vezes superior ao do dióxido de carbono em um horizonte de 20 anos (UNECE, 2023) e contribui de forma



significativa para a formação de ozônio troposférico, poluente secundário associado a efeitos adversos à saúde respiratória e cardiovascular (West *et al.*, 2006). De acordo com Ahmadi e John (2015), locais de produção de gás de xisto no norte do Texas mostraram um aumento de 8% nas concentrações de ozônio em comparação a locais de controle.

Nesse contexto, para além dos riscos sanitários que serão melhor tratados em sequência, é importante citar que a utilização do fracking em território nacional, mostra-se também incompatível com os compromissos assumidos pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris, expressos em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), bem como com a adesão ao *Global Methane Pledge*, que estabelece a meta de redução de pelo menos 30% das emissões globais de metano até 2030, reforçando a soma dos desafios climáticos associados a essa atividade (Brasil, 2024; Global Methane Pledge, 2025).

Do ponto de vista sanitário, estudos epidemiológicos realizados em regiões com intensa atividade de *fracking*, como nos EUA e Alemanha, associam a proximidade a poços não convencionais a aumento de desfechos adversos de saúde, ainda que com limitações metodológicas que reforçam a preocupação com a exposição crônica, constantemente limitados a dados de toxicidade aguda (Stringfellow *et al.*, 2017; Wollin *et al.*, 2020; [Tabela 5](#)).

De acordo com Currie *et al.*, (2017) e corroborações de McKenzie *et al.* (2017) e Tustin *et al.* (2017), a maior densidade de poços de óleo e gás não convencionais está associada ao aumento de internações por doenças respiratórias e geniturinárias, além de piores desfechos gestacionais, como baixo peso ao nascer, parto pré-termo, anomalias congênitas e mortalidade fetal, sobretudo, entre populações que vivem mais próximas às áreas de operação.

Estudos de biomonitoramento revelam ainda níveis elevados de metais e metabólitos de compostos orgânicos voláteis em grupos vulneráveis, evidenciando exposição a contaminantes potencialmente neurotóxicos, imunotóxicos e teratogênicos. Paralelamente, a literatura aponta impactos psicossociais relevantes, incluindo distúrbios do sono, ansiedade, depressão e sensação de perda de controle, associados tanto à poluição quanto às rápidas



mudanças socioeconômicas que acompanham a expansão do *fracking* (Tustin *et al.*, 2017; Wollin *et al.*, 2020; PSR, 2023).

Baseando-se no conjunto de evidências levantadas e consolidadas por Wollin *et al.* (2020), cabe destacar também o acúmulo de incertezas regulatórias que envolvem a utilização do *fracking*. Órgãos ambientais e de saúde em diferentes países, bem como comissões científicas independentes, apontam carência de linhas de base de qualidade de água e ar anteriores às operações, insuficiência de monitoramento contínuo em longo prazo, dificuldade em discriminar os efeitos do *fracking* de outras fontes de poluição em territórios já impactados e ausência de abordagens integradas de risco que considerem a exposição concomitante a múltiplos contaminantes por diferentes vias.

Destaca-se a existência de uma lacuna entre legislações nacionais e internacionais em relação aos valores orientadores para poluentes específicos de petróleo e gás natural em ambientes como solo e água subterrânea, com distinções entre os tipos de solo, valores de precaução, valores de gatilho, exposição a parques infantis, áreas residenciais, terrenos utilizados para fins comerciais e industriais, bem como limiares de insignificância para águas subterrâneas (Regulamentação (EC) nº 1272/2008 para a União Européia). Dessa forma, as diferenças de regulação também se mostram um fator limitante na análise de toxicidade dos compostos utilizados no *fracking* e seus reais impactos à saúde da população exposta.

Dados os danos severos à saúde e ao ambiente identificados na literatura, a organização *Physicians for Social Responsibility* (PSR) realiza periodicamente a compilação e análise sistemática desses achados em documento conhecido como *Fracking Compendium*. Nessa publicação que atualmente está em sua 9ª edição, PSR (2023), são sintetizados milhares de estudos científicos e relatórios técnicos que, em conjunto, mostram de forma consistente que, desde o início da expansão do *fracking*, emergem relatos de contaminação de água potável por compostos químicos e metais oriundos da atividade, de degradação da qualidade do ar por emissões de benzeno, formaldeído e outros poluentes tóxicos, de aumento de desfechos adversos de saúde reprodutiva, respiratória e oncológica em populações residentes nas áreas de influência, bem como de impactos cumulativos sobre ecossistemas e clima.



A cada atualização, o *Fracking Compendium* (PSR, 2023) reforça que, longe de se tratar de um conjunto de casos isolados ou anedóticos, a experiência internacional mostra um padrão recorrente de danos ambientais e sanitários, aliado a lacunas persistentes de transparência e monitoramento, que torna improvável considerar o *fracking* como uma atividade compatível com a proteção da saúde pública e dos recursos hídricos.

Em resumo, o quadro científico delineado por revisões toxicológicas (como Wollin *et al.*, 2020) e pelo próprio *Fracking Compendium* (PSR, 2023), sustenta que a expansão do *fracking* em contextos com alta dependência de aquíferos, capacidade limitada de fiscalização e marcos regulatórios ainda em consolidação, como é o caso do Brasil, implicaria riscos ampliados de exposição crônica e danos de difícil reversão ([Tabela 5](#)), **não sendo possível, nas condições atuais de conhecimento e governança, afirmar que se trata de uma atividade segura.**

Tabela 5 - Principais resultados de estudos de danos à saúde associados ao *fracking*

Autor (ano)	Tipo de estudo	População	Resultado de saúde encontrados
McKenzie <i>et al.</i> (2012)	Epidemiológico observacional	Gestantes e recém nascidos no Colorado (EUA)	Aumento de defeitos congênitos (especialmente cardiopatias e defeitos do tubo neural) em áreas com alta densidade de poços
Hill (2013)	Seção transversal	Mães que vivem perto de uma instalação de gás já concluída em comparação com uma futura instalação de gás na Pensilvânia (EUA)	Associações positivas com baixo peso ao nascer, índices de Apgar e recém-nascidos pequenos para a idade gestacional.
Steinzor <i>et al.</i> (2013)	Seção transversal	Residentes da Pensilvânia (EUA)	Irritação significativa na garganta/nariz, problemas nos seios nasais, queimação nos olhos, dores de cabeça, erupções cutâneas, perda do olfato, tosse persistente, sangramentos nasais frequentes, articulações inchadas e doloridas; a uma distância de 460 m da instalação mais próxima
Stacy <i>et al.</i> (2015)	Ecológico	Recém nascidos na Pensilvânia (EUA)	Associação entre proximidade a poços e baixo peso ao nascer
Casey <i>et al.</i> (2016)	Coorte retrospectivo	Gestantes na Pensilvânia (EUA)	Maior risco de parto prematuro e bebês pequenos para a idade gestacional
Rasmussen <i>et al.</i> (2016)	Transversal	Crianças que vivem próximas a operações de fracking	Maior prevalência de asma e exacerbações respiratórias
Finkel (2016)	Ecológico	Residentes no sudoeste da Pensilvânia (EUA) entre 2000 e 2012	Incidência de câncer (bexiga, tireóide e leucemia); O número de casos de câncer de bexiga foi maior do que o esperado em ambos os sexos nos condados com atividade de extração de gás de xisto



Currie <i>et al.</i> (2017)	Quase experimental	População geral próxima a poços (EUA)	Aumento de internações hospitalares por condições respiratórias
Tustin <i>et al.</i> (2017)	Observacional	Comunidades na Pensilvânia (EUA)	Aumento de sintomas respiratórios, enxaquecas e fadiga associados à proximidade e intensidade da atividade
Whitworth <i>et al.</i> (2017)	Caso-controle	Gestantes no Texas (EUA)	Aumento do risco de parto pré-termo associado à densidade de poços
Busby; Mangano (2017)	Ecológico	Dez condados na Pensilvânia (EUA)	Mortalidade infantil precoce, com aumento significativo na mortalidade entre 2007 e 2010 após o desenvolvimento de fraturamento hidráulico em relação ao período de controle (2003 a 2006)
Saunders <i>et al.</i> (2018)	Observacional	Comunidades expostas ao ar poluído por fracking	Sintomas neurológicos (tontura, cefaléia, náusea) associados a emissões atmosféricas
Peng <i>et al.</i> (2018)	Ecológico	Internações hospitalares na Pensilvânia (EUA)	Infarto agudo do miocárdio, doença pulmonar obstrutiva crônica, asma, pneumonia e infecções do trato respiratório superior; Existe uma associação significativa entre insuficiência cardíaca e hospitalizações por pneumonia em idosos
Ferrari <i>et al.</i> (2019)	Epidemiológico	Populações rurais expostas	Evidências de impactos cumulativos à saúde relacionados à exposição crônica
Shrestha <i>et al.</i> (2019)	Coorte retrospectivo	População adulta	Maior mortalidade por doenças cardiovasculares em áreas de maior atividade
Denham <i>et al.</i> (2019)	Ecológico	Hospitalizações de acordo com as 16 categorias principais da poços; CID-9-CM (Morbidade Hospitalar)	Associações positivas entre hospitalizações por problemas geniturinários e densidade cumulativa de problemas de pele e medidas cumulativas de insuficiência cardíaca.

Fonte: Elaborado a partir de PSR (2023) e Wollin *et al.* (2020)

4. FRATURAMENTO HIDRÁULICO NO BRASIL

No Brasil a utilização do fraturamento hidráulico foi utilizada para reservatórios convencionais, incluindo para a estimulação de campos convencionais maduros. Segundo a Petrobras (2016a) o primeiro campo a receber o fraturamento hidráulico convencional foi o campo de Socorro, no início dos anos 1960 e até 2016 já havia contabilizado 12048 operações desta natureza em 5110 poços ([Tabela 6](#)). No relatório da Petrobras (2016a), o termo usado é **fraturamento de convencionais**, por meio de poços verticais, direcionais e horizontais (Ver [Figura 4](#)).



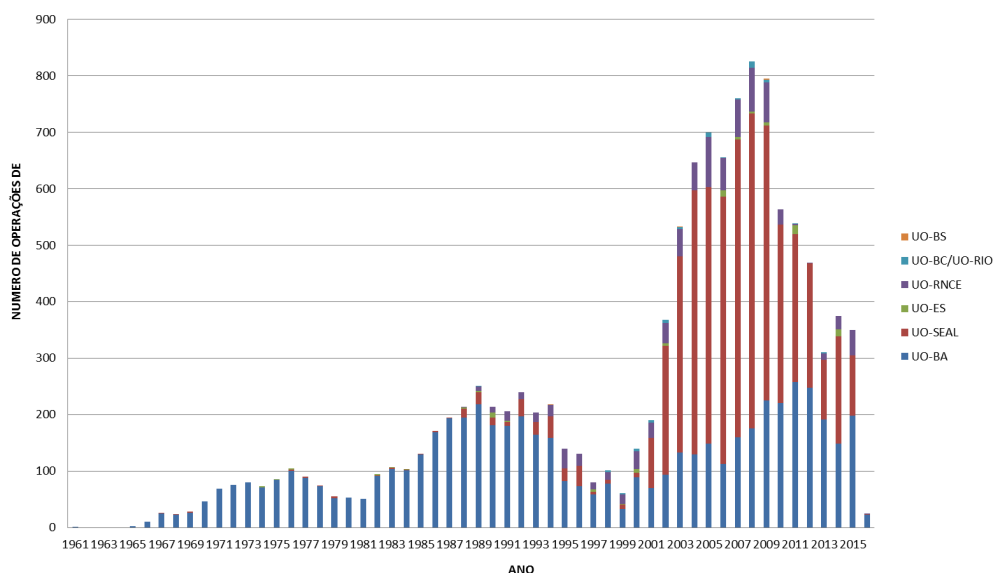
Tabela 6 - Histórico comparativo dos poços fraturados e não fraturados da Petrobras entre 1960 e fevereiro de 2016

Tipo de poço	Fraturados	Não Fraturados	Total de poços
Horizontal	7 (0,4%)	1073 (99,6%)	1080
Direcional	1272 (24,2%)	3988 (75,8%)	5260
Vertical	3831 (26,4%)	10669 (73,6%)	14500
Total	5110 (24,5%)	15730 (75,5%)	20840

Fonte: Elaborado a partir de Petrobras (2016a)

Das mais de 12 mil operações (Figura 17), compreendem aos fraturamentos ou refraturamentos, sendo que a unidade operacional da Bahia (UO-BA) foi a primeira a receber este tipo de tratamento, em 1961, e também a que mais teve operação (49%), seguido da unidade operacional Sergipe-Alagoas - UO-SEAL (42%), com os primeiros tratamento em 1967. Juntas, as unidades operacionais representam 91% das operações. Destaca-se também a unidade operacional Rio Grande do Norte - Ceará (UO-RNCE) com 7% dos registros, com os primeiros tratamentos em 1989 e 1990. Os outros 2% representam as operações realizadas nas unidades operacionais do Sergipe, tendo como marco 1974, Bacia de Campos (UO-BC); Santos (UO-BS) e Rio (UO-Rio) que receberam os primeiros tratamentos por volta de 1994.

Figura 17 - Histórico de operações de fraturamento hidráulico convencional realizados pela Petrobras entre 1961 e fevereiro de 2016, divididas por unidade operacional



Fonte: Petrobras (2016d)



O primeiro poço a receber o fraturamento hidráulico no Brasil foi o poço 3-SC-1-BA, localizado no estado da Bahia, o fato ocorreu no ano de 1961 (Petrobras, 2016a). A operação, conduzida pela Halliburton, durou cerca de 50 minutos com uma injeção de fluido de *fracking* de 22,3 L/s, totalizando 66.900 L (66,9 m³), utilizando-se areia como propante e apenas três produtos químicos (Óleo diesel, FL-2 Halliburton e Hyflo Halliburton) para auxiliar no processo (Petrobras, 2016c).

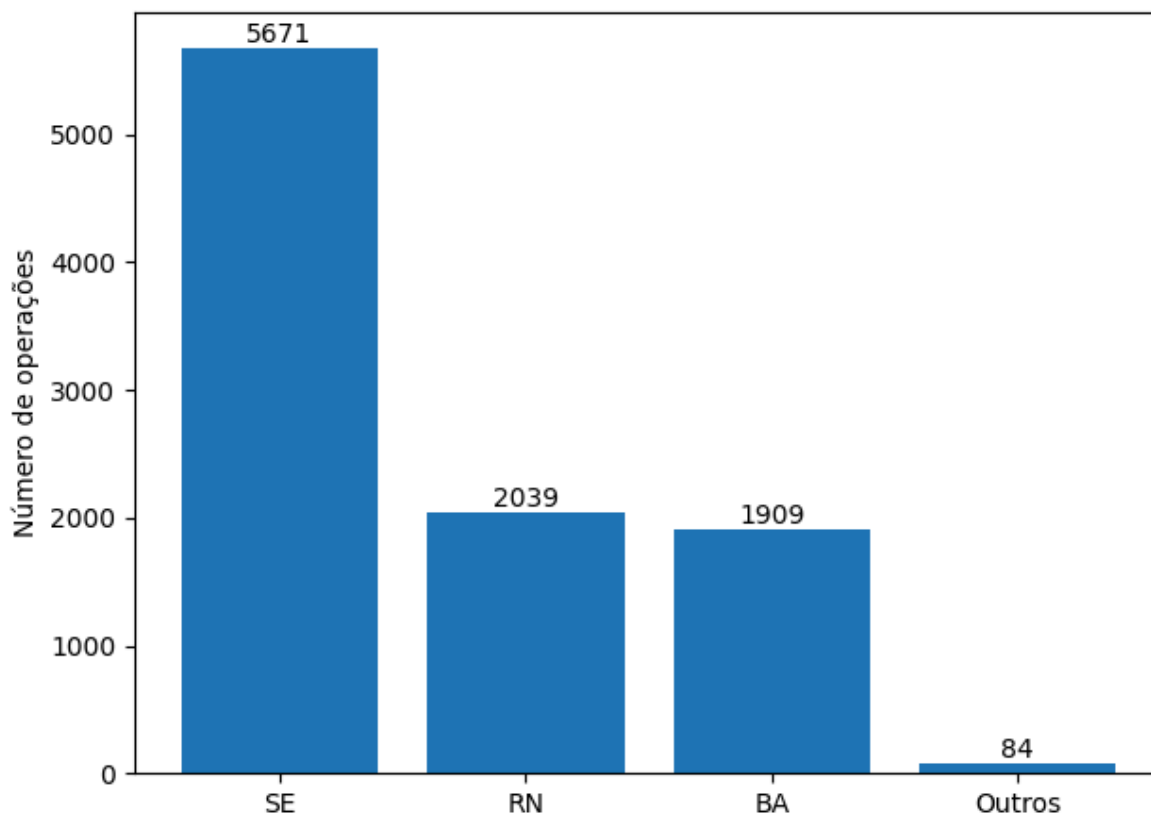
Destaca-se que a aplicação do fraturamento hidráulico não garante a eficácia da operação. No processo 48000.003793.1997–97 (Petrobras, 2016b), a Petrobras em 2014 afirma que fez uso de fraturamento hidráulico na Formação Alagamar, campo de Angico na Bacia Potiguar, que ainda permaneceu com uma baixa produtividade, o que caracterizou o recurso petrolífero como contingente.

No âmbito do processo SEI-ANP nº 48003.019432/2025-57, pedido de acesso à informação do Instituto Internacional ARAYARA, a ANP (2025b) forneceu uma base de dados sobre operações de fraturamento hidráulico de diversos poços em território nacional. Em síntese, 18 operadoras já aplicaram fraturamento hidráulico convencional no Brasil, totalizando 9703 operações de fraturamento entre maio de 2005 e novembro de 2025.

As operações de fraturamento hidráulico convencional ([Figura 18](#)) em sua grande maioria localizam-se no estado do Sergipe com 5671 operações (58,45% das operações); seguido pelo estado do Rio Grande do Norte, com 2039 operações (21,01%); e, o estado da Bahia, com 1909 (19,67%).



Figura 18 - Quantidade de operações fraturamento hidráulico convencional entre 2005 e 2025 nos estados brasileiros



Fonte: Elaborado pelos autores a partir de dados da ANP (2025b)

Ao todo são 19 operadoras ([Tabela 7](#)) que realizaram as operações de fraturamento hidráulico convencional no Brasil, sendo a empresa Carmo a que detém mais operações e poços, concentrando todas suas operações no estado do Sergipe, seguido pela Petrobras com destaque para a Bahia (98% das operações e 96% dos poços), com operações no Rio de Janeiro, Amazonas, Espírito Santo e Sergipe e, por fim, PETRORECÔNCAVO com operações na Bahia e Rio Grande do Norte.



Tabela 7 - Relação entre as operadoras e a aplicação de fraturamento convencional entre maio de 2005 e novembro de 2025

Operador atual	Quantidade de operações	Quantidade de poços fraturados
CARMO	5670	765
PETROBRAS	1904	437
PETRORECÔNCAVO	1543	352
3R POTIGUAR	272	69
3R BAHIA	97	41
MANDACARU ENERGIA	95	14
ORIGEM ALAGOAS	24	10
ALVOPETRO	20	10
NÍON ENERGIA	17	9
SPE TIÊTA	15	5
TRIDENT ENERGY	13	5
SEACREST SP CRICARÉ	11	4
PHOENIX ÓLEO & GÁS	8	3
ENEVA	4	3
PRIO BRAVO	3	3
ORIGEM	3	2
SHELL BRASIL	2	2
SHB	1	1
3R PETROLEUM	1	1

Fonte: Elaborado pelos autores

Das operações que registraram os fluidos utilizados, a mistura de gel com goma guar foi o fluido mais recorrente nos fraturamentos em território nacional, outras aplicações com gel e outras substâncias foram utilizadas, todas típicas de fraturamento hidráulico convencional. Sobre as características operacionais das atividades registradas de fraturamento hidráulico (conforme [Tabela 8](#)), em virtude da quantidade de fluido utilizado, as operações se caracterizam como fraturamento hidráulico convencional⁹, o mesmo raciocínio é aplicado para a quantidade de propante utilizado. Para as profundidades, observa-se que as máximas estão excessivamente elevadas chegando a profundidades de folhelho, incomuns para fraturamentos hidráulicos convencionais, sendo este um ponto de atenção.

⁹ Na Resolução ANP nº 21/2014 (ANP, 2014), a ANP considera o fraturamento hidráulico para recurso não convencional a aplicação de mais de 3.000 m³ de fluidos para formações com permeabilidade menores que 0,1mD (mili Darcy).



Tabela 8 - Estatísticas básicas de algumas características das operações de fraturamento hidráulico convencional entre maio de 2005 e novembro de 2025

Variável	Mínimo(a)	Média	Máximo(a)
Topo (m)	0	916	4725
Base (m)	0	931	4359
Volume de fluido (m ³)	1,7	392	2947
Massa de propante (ton)	0	935	162760

Fonte: Elaborado pelos autores

O fraturamento hidráulico não convencional foi tratado no Brasil na 12^a rodada de licitações de blocos exploratórios da ANP no ano de 2013. Dados os riscos ambientais, uma série de ações civis públicas movidas pelo Ministério Público Federal, impediu a exploração e novas ofertas de blocos na Bacia Sedimentar do Paraná, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Parnaíba, sem que seja realizada a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar e adequada regulamentação pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (ANP, *sd.*).

Conforme os dados apresentados pela Petrobras (2016a) e ANP (2025b), o fraturamento hidráulico realizado no Brasil é o convencional. A ANP (2025b) afirmou que o fraturamento hidráulico para recursos não convencionais não havia sido implementado no Brasil, segundo resposta da ANP (ANP, 2025b), dia 09/02/2026, vide processo nº 48003.019432/2025-57 (Anexo I), ainda destacou que não houve solicitações para fraturamento hidráulico não convencional.

Contudo, a ENEVA, que em 2024 recebeu uma licença ambiental da SEMA/MA (órgão estadual de Meio Ambiente do Maranhão) para a realização da exploração de *fracking* para recursos não convencionais no bloco PN-T-48, na bacia do Parnaíba, porém teria de importar os equipamentos para execução da técnica, dado que a empresa seria a **pioneira em território nacional** (ANP, 2025a), o que evidencia a discordância com as solicitações realizadas pela ENEVA (ANP, 2025a) apresentadas pela ANP (2025b), consequentemente ampliando os ricos sob o território no qual a atividade pretende ser desenvolvida.

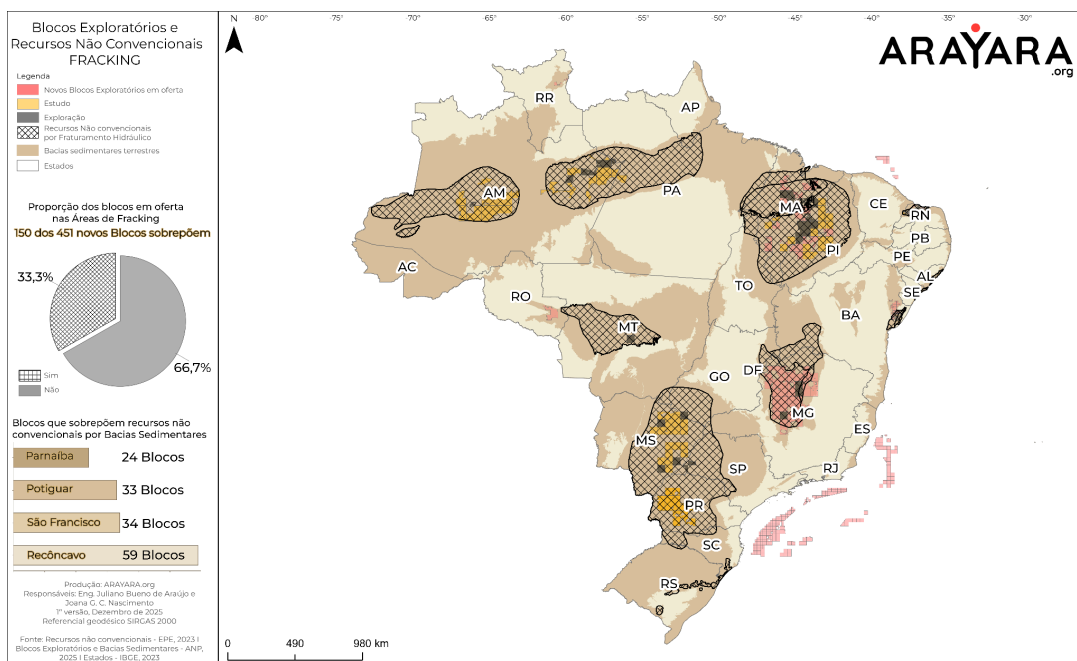
A aplicação do fraturamento hidráulico para recursos não convencionais no Brasil, reacende os alertas de preocupação, baseado no gigantesco potencial nocivo registrado em relatórios técnicos e artigos científicos citados neste trabalho. Com o regramento do licenciamento ambiental estabelecido pela Lei Federal nº 15.190/2025 (Brasil, 2025), a



definição do grau de impacto dos empreendimentos, agora, varia de estado para estado, trazendo diferenças nos critérios, estudos e relatórios aplicáveis aos empreendimentos, incluindo os campos de fracking.

Considerando os blocos em estudo, oferta e exploração na ANP, cerca de um terço dos blocos em ambiente terrestre no Brasil estão sob formações que contém recursos petrolíferos não convencionais, conseqüentemente, passíveis da aplicação de fraturamento hidráulico (Mapa 1). A sobreposição entre os blocos com potencial para *fracking* e os territórios municipais revela a dimensão do risco socioambiental envolvido. Ao todo, 540 municípios brasileiros podem ser afetados, abrangendo mais de 18,5 milhões de pessoas, representando um risco direto para a segurança hídrica, a saúde pública e a economia local, aumentando vulnerabilidades já existentes e ampliando potenciais conflitos pelo uso da água.

Mapa 1 - Disposição de blocos em estudo, oferta e exploração nas diferentes bacias sedimentares do Brasil



Fonte: Instituto Internacional ARAYARA (2025)

Como já evidenciado pela USEPA (2016), os riscos aos recursos hídricos já são conhecidos e consolidados. No Brasil grandes rios podem ser impactados pela exploração de recursos não convencionais, além dos recursos hídricos subterrâneos. Ao todo, áreas com



Escritório Brasília
 Av. Rabelo, 26-D
 Brasília, DF
 CEP: 70804-020
 Brasil

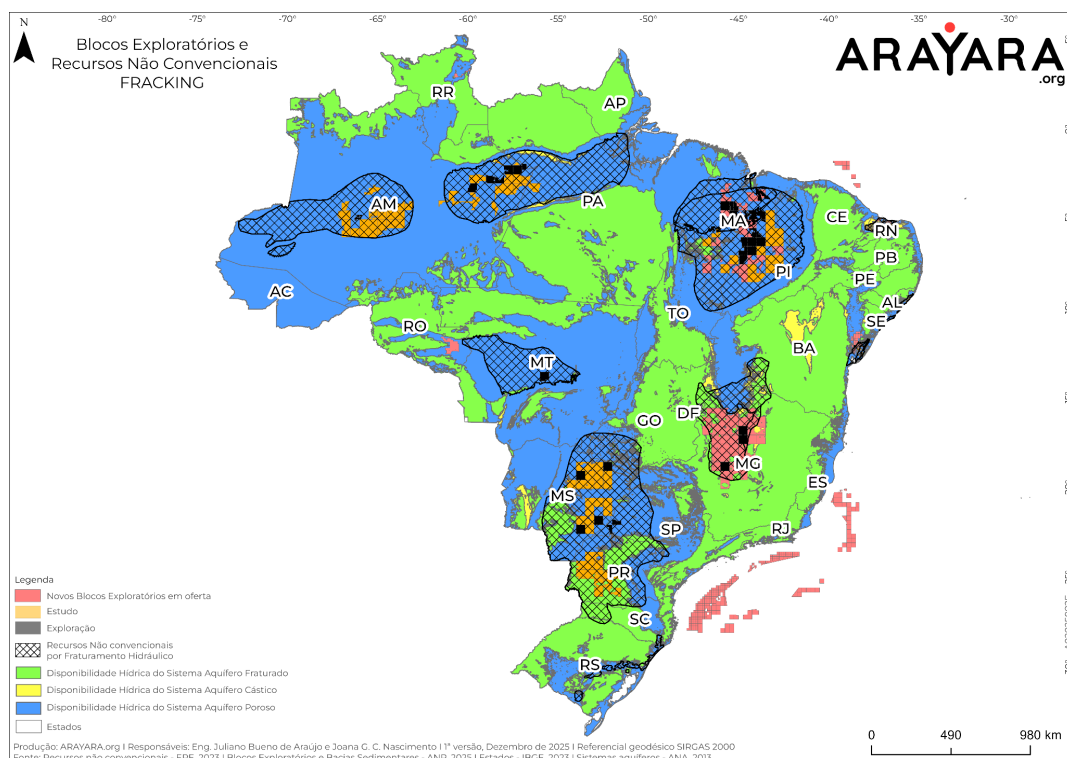
Escritório Curitiba
 rua Gaspar Carrilho Jr., 01
 Curitiba, Paraná
 CEP:80810-210
 Brasil

Escritório Montevideo
 Blvr. Juan Benito Blanco 780,
 sala 10 11300 Montevideo,
 Dto. de Montevideo
 Uruguay

+55 (41) 98445-0000
 @Arayaraoficial
 www.arayara.org
 contato@arayara.org

potencial para *fracking* somam 1.940,75 km², distribuídas principalmente sobre sistemas aquíferos sensíveis (Mapa 2), sendo 81,1% dessa superfície correspondente a aquíferos porosos, essenciais para o abastecimento humano. Outros 16,9% situam-se sobre aquíferos fraturados, altamente vulneráveis à migração de contaminantes. Já, 1,7% incidem sobre áreas cársticas, que possuem circulação subterrânea rápida e amplificada.

Mapa 2 - Disposição dos blocos exploratórios sobre os aquíferos brasileiros



Bacia	Area total dos blocos inclusos em área de potencial Fracking (km ²)	Aquífero Fraturado Sobreposto aos Blocos	Aquífero Poroso Sobreposto aos Blocos	Aquífero Cástico Sobreposto aos Blocos
São Francisco	103.367,14	78,37%		11,88%
Paraná	104.566,48	40,26%	59,74%	
Parnaíba	143.751,17	3,26%	96,74%	
Recôncavo	4.065,65	0,99%	99,01%	
Sergipe-Alagoas	2.042,86	0,96%	99,04%	
Potiguar	5.940,48	0,33%	29,64%	70,03%
Parecis	2.804,19		100%	
Amazonas	50.926,03		99,79%	0,21%
Solimões	61.731,33		100%	

Fonte: Instituto Internacional ARAYARA (2025)



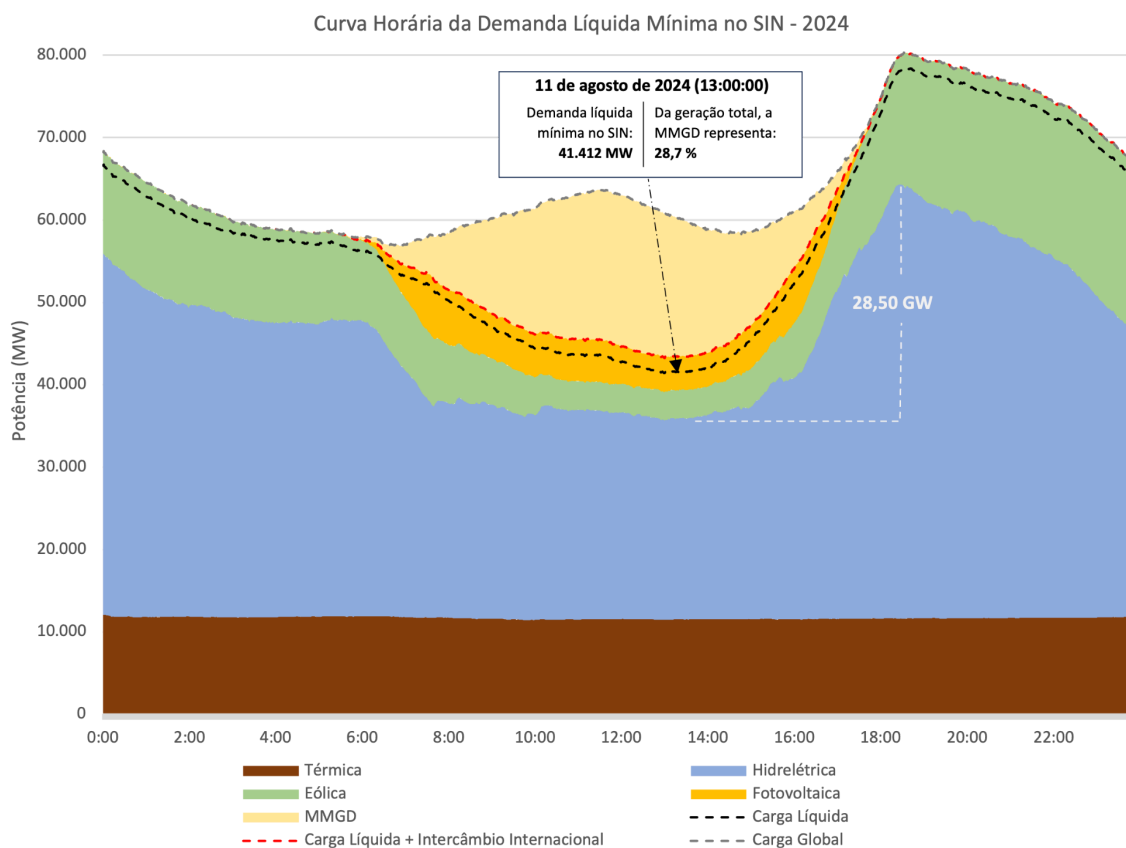
Ainda no que tange às águas subterrâneas, o Conselho Nacional dos Recursos Hídricos (CNRH, 2025) é contrário a aplicação de fraturamento hidráulico, o qual reafirma os riscos abordados nesse estudo sobre os aquíferos, além de enfatizar **riscos elevados e irreversíveis aos recursos hídricos subterrâneos e a segurança hídrica nacional**. A Agência Nacional de Águas, Saneamento Básico (ANA, 2025), também se manifestou contrária a implementação de *fracking* no Brasil, devido às características das bacias sedimentares brasileiras, suas interações com os aquíferos e os riscos de contaminação, acentuados pelo desconhecimento dos aquíferos profundos no Brasil, visto que a remediação da qualidade da água subterrânea é frequentemente tecnicamente inviável e/ou economicamente impraticável.

Sob aspecto de segurança energética, o gás natural representa 9,6% da matriz energética brasileira, e 6,3% da matriz elétrica em 2024 (EPE, 2025). No que tange à produção de energia elétrica, as usinas termelétricas movidas a gás natural possuem um custo de geração múltiplas vezes superior ao de energia renováveis, como eólica e solar (EPE, 2021).

O setor elétrico brasileiro vem enfrentando um grande desafio com sobre oferta de energia ([Figura 19](#)), que dificulta ainda mais a expansão do gás na matriz elétrica, sem contar o aumento das emissões de gases de efeito estufa, as quais seriam acrescidas no orçamento de carbono brasileiro em uma eventual expansão das usinas a gás. Esse cenário gera maiores desafios ao governo brasileiro em termos de aderência ao cumprir seus compromissos internos e externos frente às mudanças climáticas.



Figura 19 - Curva horária da demanda líquida mínima de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) frente a geração de energia

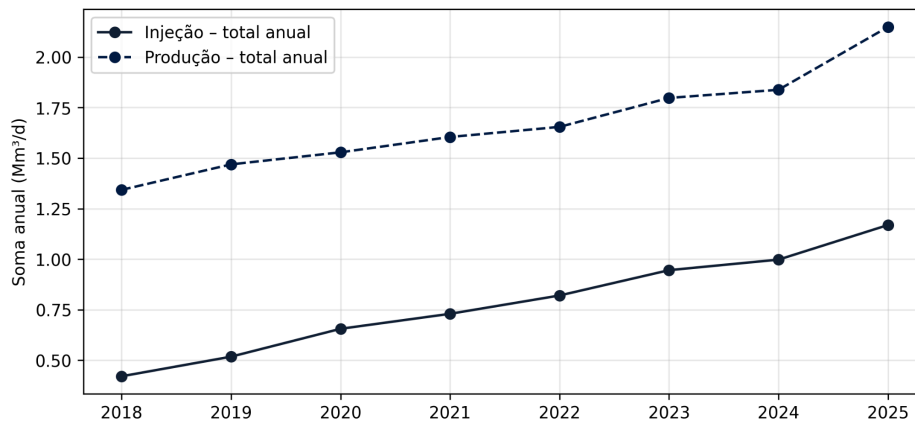


Fonte: ONS (2025)

Outro aspecto relevante no que tange à soberania energética nacional está atrelado à produção interna de gás natural fóssil. A produção de gás nos últimos 8 anos apresentou crescimento ([Figura 20](#)), porém, a injeção de gás cresceu no mesmo ritmo, mostrando que não se há formas de escoar o gás produzido, ausência de demandas ou outros fatores econômicos e estruturais que impedem o uso do recurso fóssil.



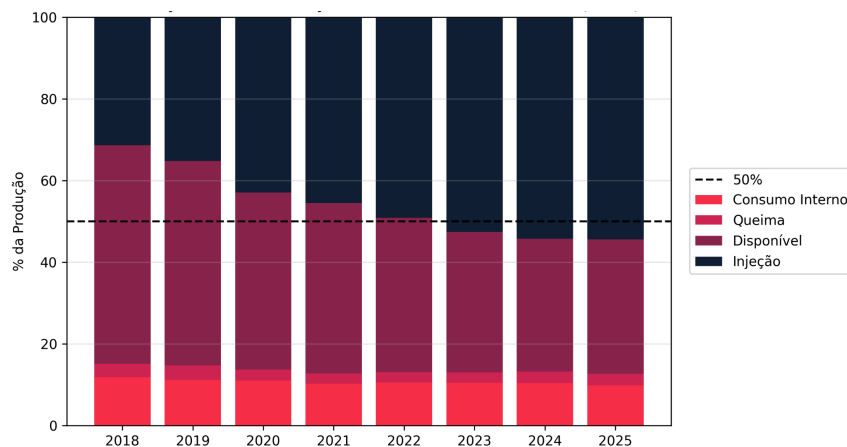
Figura 20 - Comparação entre a produção de gás natural fóssil e a injeção do gás produzido de volta ao reservatório



Fonte: Elaborado pelos autores a partir de ANP (2026)

Em termos gerais, durante o período analisado, 40% do gás produzido ficou disponível para o mercado, sendo que cerca de 3% foi queimado em *flares*, 10% foram utilizados nas operações internas das instalações de extração e 47% foram injetados ou reinjetados em campos de produção. Mesmo com o aumento da produção, a injeção continuou crescente (Figura 21), podendo-se entender que o Brasil não necessariamente necessita do gás para sua soberania energética.

Figura 21- Relação entre os diferentes usos do gás natural fóssil produzido no Brasil



Fonte: Elaborado pelos autores a partir de ANP (2026)



5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme apresentado ao longo deste documento, o fraturamento hidráulico começou a ser utilizado para a estimulação de campos convencionais, foi sendo aperfeiçoado ao longo de décadas, o que permitiu a exploração econômica de hidrocarbonetos de formação fechada e de folhelhos. Contudo, no ápice dos avanços tecnológicos, o fraturamento hidráulico (*fracking*) se mostrou uma atividade de alto risco para a saúde humana e ao meio ambiente.

No Brasil, a técnica é aplicada para a estimulação de campos convencionais, remetendo a aplicações das primeiras técnicas de fraturamento hidráulicos desenvolvidas nos Estados Unidos, sendo totalmente diferente da técnica denominada *fracking* de recursos não convencionais, a qual despertou a preocupação de governos e cientistas pelo mundo.

Adicionalmente, inúmeros são os impactos ambientais, à saúde e à economia, que podem ser prevenidos com o impedimento da execução do *fracking* em território brasileiro. Caso seja viabilizado, a aplicação de *fracking* no Brasil seguirá a lógica de internalização dos ganhos e socialização das externalidades negativas, inclusive podendo inviabilizar permanentemente recursos hídricos.

Nesse sentido, além da sociedade civil organizada, importantes instituições nacionais como o Ministério Público Federal, o Conselho Nacional dos Recursos Hídricos e a Agência Nacional de Água e Saneamento Básico são contrários à exploração de hidrocarbonetos através do *fracking*, reforçando o compromisso da União para com o preceito estabelecido no artigo 225 da Constituição Federal, bem como aos preceitos estabelecidos na Política Nacional dos Recursos Hídricos e a Política Nacional de Meio Ambiente.



REFERÊNCIAS

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

ALARIFI, S. A. Production data analysis of hydraulically fractured horizontal wells from different shale formations. **Applied Sciences**, v. 11, n. 5, p. 2165, 2021.

ALMOND, S. et al. The flux of radionuclides in flowback fluid from shale gas exploitation. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 21, n. 21, p. 12316-12324, 2014.

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO. **NOTA INFORMATIVA Nº 10/2025/COSUB/SPP-SEI**. 2025. Disponível em: Câmara Técnica de Águas Subterrâneas - CTAS, 6ª Reunião - 02 de fevereiro de 2026 - Pauta - [Documentos](#) <<https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/cnrh/camaras-tecnicas/camara-tecnica-de-aguas-subterraneas>>. Acesso em: 05 de fevereiro de 2026.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. **12ª Rodada de Licitações de Blocos**. sd. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/12a-rodada-licitacoes-blocos>>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2026.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. 2026. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 04 de fevereiro de 2026.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. **DESPACHO DE PROPOSTA PARA DELIBERAÇÃO DA DIRETORIA Nº 7/2025/SEP (SEI ANP - 4786975)**. 2025a. Disponível em: <https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_pesquisar.php?acao_externa=protocolo_pesquisar&acao_origem_externa=protocolo_pesquisar&id_orgao_acesso_externo=0>. Acesso em: 06 de janeiro de 2026.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. **Processo nº 48003.019432/2025-57**. 2025b.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. **VOTO Nº 38/2024/DIR IV - REVISÃO DO PAD JACURUTU**,



BLOCO REC-T-183, OPERADO PELA ALVOPETRO S.A. EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL ("ALVOPETRO") (SEI ANP - 4399635). 2024a.

Disponível em:

<https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_pesquisar.php?acao_externa=protocolo_pesquisar&acao_origem_externa=protocolo_pesquisar&id_orgao_acesso_externo=0>. Acesso em: 08 de janeiro de 2026.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. RESOLUÇÃO ANP Nº 21, DE 10.4.2014, DOU 11 DE ABRIL DE 2014. 2014. Disponível em:

<<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-21-2014?origin=instituicao&q=21/2014>>.

Acesso em: 02 de fevereiro de 2026.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E DOS BIOCOMBUSTÍVEIS. RESOLUÇÃO DA DIRETORIA Nº 94/2024 - Revisão do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD) do poço 1-ALV-15-BA - PAD Jacurutu, Bloco REC-T-183, Contrato de Concessão BT-REC-58, Operador Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural (SEI ANP - 3791893). 2024.b.

Disponível em:

<https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_pesquisar.php?acao_externa=protocolo_pesquisar&acao_origem_externa=protocolo_pesquisar&id_orgao_acesso_externo=0>. Acesso em: 08 de janeiro de 2025.

ARAYARA.org - INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA. AUDIÊNCIA PÚBLICA IAC 21/STJ - REsp 1957818. 2025.

BARATI, Reza; LIANG, Jenn-Tai. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. **Journal of Applied Polymer Science**, v. 131, n. 16, 2014.

BLACK, K. J.; BOSLETT, A. J.; HILL, E. L.; MA, L.; MCCOY, S. J. Economic, environmental, and health impacts of the fracking boom. **Annual Review of Resource Economics**, v. 13, n. 1, p. 311-334, 2021.

BRASIL. A NDC do Brasil: Determinação nacional em contribuir e transformar. 2024.

Disponível em:

<<https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/NDC/a-ndc-do-brasil-2024-2013-2024.pdf>>. Acesso em: 24 de janeiro de 2026.



BUNCH, A. G.; PERRY, C. S.; ABRAHAM, L.; *et al.* Evaluation of impact of shale gas operations in the Barnett Shale region on volatile organic compounds in air and potential human health risks. **Sci Total Environ.** v. 468-469, p. 832-842, 2014.

BVEG. **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.** 2026. Disponível em: <<https://www.bveg.de/>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2026.

CNRH - CONSELHO NACIONAL DOS RECURSOS HÍDRICOS. **IAC 21/STJ – INCIDENTE DE ASSUNÇÃO DE COMPETÊNCIA NO RECURSO ESPECIAL Nº 1.957.818/SP.** 2025. Câmara Técnica de Águas Subterrâneas - CTAS, 6ª Reunião - 02 de fevereiro de 2026 - Pauta - [Documentos](#)
 <<https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/cnrh/camaras-tecnicas/camara-tecnica-de-aguas-subterraneas>>. Acesso em: 05 de fevereiro de 2026.

COOKE JR, C. E. Effect of fracturing fluids on fracture conductivity. **Journal of Petroleum Technology**, v. 27, n. 10, p. 1273-1282, 1975.

CURRIE, J.; GREENSTONE, M.; MECKEL, K. Hydraulic fracturing and infant health: new evidence from Pennsylvania. **Sci Adv.** v. 3, ed. 12, n. e1603021, 2017.

DROHAN, P.J. et al. Early trends in land cover change and forest fragmentation due to shale-gas development in Pennsylvania: a potential outcome for the North Central Appalachians. **Environmental management**, v. 49, n. 5, p. 1061-1075, 2012.

EARLE, S. 20.3 Fossil Fuels. In: EARLE, S. **Physical Geology**. 2nd ed. BCcampus. 2019. Disponível em: <<https://opentextbc.ca/physicalgeology2ed/>>. Acesso em: 28 de janeiro de 2026.

ELLIOTT, E. G.; ETTINGER, A. S.; LEADERER, B. P.; *et al.* A systematic evaluation of chemicals in hydraulic-fracturing fluids and wastewater for reproductive and developmental toxicity. **J Expo Sci Environ Epidemiol.** v. 27, n. 1, p. 90-99, 2017.

ELLSWORTH, William L. Injection-induced earthquakes. **Science**, v. 341, n. 6142, p. 1225942, 2013.

ECONOMIDES, M. J.; NOLTE, K. G. **Reservoir stimulation**. 3. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2000. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/profile/Azeez-Aregbe/post/Measuring-fracture-length-and-width-using-PKN-and-KGD-models-for-hydraulic-fracturing/attachment/59d64ed379197b80779>>



a8171/AS%3A494639238529025%401494942593011/download/Reservoir+Stimulation%283th+Edition%29.pdf>. Acesso em: 05 de janeiro de 2026.

ELSNER, M.; HOELZER, K. Quantitative survey and structural classification of hydraulic fracturing chemicals reported in unconventional gas production. **Environmental science & technology**, v. 50, n. 7, p. 3290-3314, 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética e Elétrica**. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 03 de dezembro de 2025.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Caderno de preços da geração**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf>. Acesso em: 03 de dezembro de 2025.

ETHRIDGE, S.; BREFDFELDT, T.; SHEEDY, K.; *et al.* The Barnett Shale: from problem formulation to risk management. **J Unconv Oil Gas Resour.**, v. 11, p. 95-110, 2015.

EVANS, M. Unconventional hydrocarbons and the US technology revolution. In: GRAFTON, R. Quentin; CRONSHAW, Ian G.; MOORE, Michal C. (Ed.). **Risks, rewards and regulation of unconventional gas: A global perspective**. Cambridge University Press, 2017.

FARRIS, Riley F. **Fracturing Formations in Wells**. 10 nov. 1953. reissue No. 23,733 of U.S. Patent No. 2,596,843 (November 1953). Disponível em: <<https://patentimages.storage.googleapis.com/8d/4c/9a/6673f94f9c7cf0/USRE23733.pdf>>. Acesso em: 06 de janeiro de 2026.

FEDERAL RESERVE BANK OF DALLAS. **Southwest Economy - Second Quarter 2021**. 2021. Disponível: <[https://www.dallasfed.org/~media/documents/research/swe/2021/swe2102.pdf](https://www.dallasfed.org/~/media/documents/research/swe/2021/swe2102.pdf)>. Acesso: 02 de fevereiro de 2026.

FERRAR, K. J.; MICHANOWICZ, D. R.; CHRISTEN, C. L.; *et al.* Assessment of effluent contaminants from three facilities discharging Marcellus Shale wastewater to surface waters in Pennsylvania. **Environ Sci Technol.**, v. 47, n. 7, p. 3472-3481, 2013.



FERREIRA. Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos Marginais: Um nascente mercado no Brasil. Palestra proferida na Câmara Americana de Comércio no Comitê de Energia em 17 de novembro de 2009. São Paulo, SP.

FERNANDES, C. P. B. et al. Optimal path planning for directional wells across flow units' many-targets. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 14, n. 1, p. 125-137, 2024.

FRACFOCUS. **Chemical Disclosure Registry**. 2025. Disponível em: <<https://fracfocus.org/>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2026.

FRACFOCUS.CA. **Chemical Disclosure Registry – Canadá**. 2026. Disponível em: <<https://fracfocus.ca/en>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2026.

GAGNON, G. A.; KRKOSEK, W.; ANDERSON, L.; *et al.* Impacts of hydraulic fracturing on water quality: a review of literature, regulatory frameworks and an analysis of information gaps. **Environ Rev.**, v. 24, n. 2, p. 122-131, 2016.

GANDOSSI, L.; VON ESTORFF, U. **An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015.

GLOBAL METHANE PLEDGE. **Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach**. 2025. Disponível em: <<https://www.globalmethanepledge.org/>>. Acesso em: 25 de janeiro de 2026.

HOELZER, K.; SUMNER, A. J.; KARATUM, O.; *et al.* Indications of transformation products from hydraulic fracturing additives in shale-gas wastewater. **Environ Sci Technol**, v. 50, n. 15, p. 8036-8048, 2016.

JENNINGS JR, Alfred R. Fracturing fluids-then and now. **Journal of petroleum technology**, v. 48, n. 07, p. 604-610, 1996.

IBP - INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL. **Conheça as tecnologias para aumentar a produção em campos maduros de petróleo**. 2020. Disponível em: <<https://alemdasuperficie.org/inovacao/tecnologia/conheca-as-tecnologias-para-aumentar-a-producao-em-campos-maduros-de-petroleo/>>. Acesso em: 14 jan. 2026.



KARGBO, David M.; WILHELM, Ron G.; CAMPBELL, David J. Natural gas plays in the Marcellus shale: Challenges and potential opportunities. **Environmental Science & Technology**. 2010.

KASSOTIS, Christopher D. et al. Endocrine-disrupting chemicals and oil and natural gas operations: potential environmental contamination and recommendations to assess complex environmental mixtures. **Environmental health perspectives**, v. 124, n. 3, p. 256, 2015.

KONDASH, Andrew J.; LAUER, Nancy E.; VENGOSH, Avner. The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. **Science advances**, v. 4, n. 8, p. eaar5982, 2018.

HOLDITCH, S. A. Hydraulic fracturing: overview, trends, issues. **Drilling Contractor**, v. 63, p. 116-118, 2007.

INMAN, M. The fracking fallacy. **Nature**, v. 516, n. 7529, p. 28, 2014.

KLEINBERG, R. L.; BOAK, J. Unconventional Fossil Fuels Nomenclature. **Oklahoma Geological Survey, Oklahoma Geology Notes**, v. 77, n. 3, p. 20-25, 2018.

LI, Hugh Z.; REEDER, Matthew D.; PEKNEY, Natalie J. Quantifying source contributions of volatile organic compounds under hydraulic fracturing moratorium. **Science of the Total Environment**, v. 732, p. 139322, 2020.

PETROBRAS. **Carta E&P-EXP 0251/2016**. 2016a. Disponível em:
<https://docs.google.com/document/d/1qeUxkLA_Mggur3GRXmIzNN0_7Hy3c-kN/edit>. Acesso em: 05 de janeiro de 2026.

PSR – PHYSICIANS FOR SOCIAL RESPONSIBILITY; CONCERNED HEALTH PROFESSIONALS OF NEW YORK. **Compendium of scientific, medical, and media findings demonstrating risks and harms of fracking and associated gas and oil infrastructure**. E-book, ed. 9, 2023. Disponível em:
<<https://psr.org/resources/fracking-compendium-9/>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2026.

MCKENZIE, L. M.; ALLSHOUSE, W. B.; BYERS, T. E.; *et al.* Childhood hematologic cancer and residential proximity to oil and gas development. **PLoS One**, v. 12, ed. 2, n. e0170423, 2017.

MCLAUGHLIN, M. C.; BORCH, T.; BLOTEVOGEL, J. Spills of hydraulic fracturing chemicals on agricultural topsoil: biodegradation, sorption, and co-contaminant interactions. **Environ Sci Technol.**, v. 50, n. 11, p. 6071-6078, 2016.



MENG, Qingmin. The impacts of fracking on the environment: A total environmental study paradigm. **Science of the Total Environment**, v. 580, p. 953-957, 2017.

MONTGOMERY, C. T.; SMITH, M.I B. **History of hydraulic fracturing**. Journal of Petroleum Technology, Richardson, v. 62, n. 12, p. 26–40, dez. 2010.

MURPHY, Hugh D.; FEHLER, M. C. Hydraulic fracturing of jointed formations. In: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. SPE, 1986. p. SPE-14088-MS.

MERRILL, Matthew D. et al. **Analysis of the United States documented unplugged orphaned oil and gas well dataset**. US Geological Survey, 2023.

NOLTE, Kenneth G. Determination of fracture parameters from fracturing pressure decline. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition?**. SPE, 1979. p. SPE-8341-MS.

NOLTE, Kenneth G. Fracture design considerations based on pressure analysis. In: **SPE Cotton Valley Symposium**. SPE, 1982. p. SPE-10911-MS.

NOLTE, K. G. Evolution of hydraulic fracturing design and evaluation. In: ECONOMIDES, Michael J.; NOLTE, Kenneth G. **Reservoir stimulation**. 3. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2000. p. A5-1–A5-22.

NOVOTNY, E. J. Proppant transport. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition?**. SPE, 1977. p. SPE-6813-MS.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sumário Executivo - PAR/PEL 2024 (Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN, Ciclo 2025-2029)**. 2025. Disponível em:

<<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo/index.html#hero>>. Acesso em: 03 de dezembro de 2025.

PAN, Shubiao et al. Environmental Impacts of Shale Gas Development on Groundwater, and Flowback and Produced Water Treatment Management: A Review. **Sustainability**, v. 17, n. 11, p. 5209, 2025.

PAULIK, L. B.; DONALD, C. E.; SMITH, B. W. Emissions of polycyclic aromatic hydrocarbons from natural gas extraction into air. **Environ Sci Technol.**, v. 50, n. 14, p. 7921-7929, 2016.



PETROBRAS. **COMPROMISSO DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO, CAMPOS DE ANGICO E ESTREITO, REFERENTE AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO N° 48000.003484/97-62 (BPOT-6) E N° 48000.003793/97-97 (ESTREITO). ANEXO I - IDENTIFICAÇÃO DA JAZIDA COMPARTILHADA.**

2016b. Disponível em:

<<https://drive.google.com/file/d/1799xj2xFJqz8BcZfEqa5qoWNaofrxC1s/view?usp=sharing>>. Acesso em: 06 de janeiro de 2026.

PETROBRAS. **Carta E&P-EXP 0251/2016. Anexo V - Relatório 3 SC-1-BA arquivo 2.**

2016c. Disponível em:

<<https://drive.google.com/file/d/1CR-aD5Z5jJCVqFFCmCzuZan1S7MHM8Mj/view?usp=sharing>>. Acesso em: 05 de janeiro de 2026.

PRATS, Michael. Effect of vertical fractures on reservoir behavior-incompressible fluid case. **Society of petroleum engineers journal**, v. 1, n. 02, p. 105-118, 1961.

RAHIM, Z.; AL-ANAZI, H.; AL-KANAAN, A.; HABBTAR, A.; AL-OMAIR, A.; SENTURK, N.; KALININ, D. Productivity increase using hydraulic fracturing in conventional and tight gas reservoirs: expectation vs. reality. In: **SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition**, 2012, Abu Dhabi. Proceedings... Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2012. SPE 153221.

REAGAN, M. T.; MORIDIS, G. J.; KEEN, N. D.; JOHNSON, J. N. Numerical simulation of the environmental impact of hydraulic fracturing of tight/shale gas reservoirs on near-surface groundwater: background, base cases, shallow reservoirs, short-term gas, and water transport. **Water Resour Res.**, v. 51, n. 4, p. 2543-2573, 2015.

ROBINSON, A. L. Air pollution emissions from shale gas development and production. In: Coussens C and Martinez RM (Rapporteurs): IOM (Institute of Medicine). 2014. **Health impact assessment of shale gas extraction: Workshop summary**. Washington, DC: The National Academies Press.

SALAH, M.; GABRY, M.; EL-SEBAEE, M. Evaluation of multistage fracturing stimulation horizontal well completion methods in western desert, Egypt. In: **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference**. SPE, 2017. p. D041S046R004.

SAHAI, Raki; MOGHANLOO, Rouzbeh G. Proppant transport in complex fracture networks—A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 182, p. 106199, 2019.



SANTOS JR., A. A. **Produção do petróleo e gás natural em campos de economicidade marginal no Brasil: uma visão pragmática.** Dissertação - Programa de Pós-graduação em Regulação da Indústria de Energia, Universidade de Salvador. 152 f. Salvador. 2006.

Disponível em:

<<https://repositorio-api.animaeducacao.com.br/server/api/core/bitstreams/619f7af5-2940-41fa-afbe-b8ff729626a4/content>>. Acesso em 16 de janeiro de 2024.

SCHIOZER, Rafael. Um modelo de alívio de royalties para campos maduros. 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, UNICAMP, Campinas, SP, 2002.

SIMONSON, E.R., ABOU-SAYED, A.S. AND CLIFTON, R.J.:“Containment of Massive Hydraulic Fractures,”paper SPE 6089, SPE Journal (February 1978) 18, No. 1, 27–32.

SMITH, Michael Berry; MONTGOMERY, Carl. **Hydraulic fracturing.** CRC press, 2015.

SREBOTNJAK, T.; ROTKIN-ELLMAN, M. Fracking fumes: Air pollution from hydraulic fracturing threatens public health and communities. **Natural Resources Defense Council**, 2014.

STRINGFELLOW, W. T.; CAMARILLO, M. K.; DOMEN, J. K.; SANDELIN, W. L.; VARADHARAJAN, C.; JORDAN, P. D.; REAGAN, M. T.; COOLEY, H.; HEBERGER, M. G.; BIRKHOLZER, J. T. Identifying chemicals of concern in hydraulic fracturing fluids used for oil production. **Environmental pollution**, v. 220, p. 413-420, 2017.

TCEQ – TEXAS COMMISSION ON ENVIRONMENTAL QUALITY. **Texas Air Monitoring Information.** 2011. Disponível em:

<<https://www.tceq.texas.gov/airquality/monops/air-mon>>. Acesso em: 23 de janeiro de 2026.

TUSTIN, A. W.; HIRSCH, A. G.; RASMUSSEN, S. G.; *et al.* Associations between unconventional natural gas development and nasal and sinus, migraine headache, and fatigue symptoms in Pennsylvania. **Environ Health Perspect.**, v. 125, n. 2, p. 189-197, 2017.

VASCONCELOS, R.S. PETROBRAS: REFLEXÕES SOBRE A MUDANÇA DE ESTRATÉGIA DE NEGÓCIO A PARTIR DE 2015 E OS IMPACTOS DE SUA SAÍDA DO RIO GRANDE DO NORTE. Monografia (Graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Curso de Ciências Contábeis, Natal, 2022.

UNECE - UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE. **About Methane Management.** 2023. Disponível em:



<<https://unece.org/sustainable-energy/about-methane-management-0>>. Acesso em: 29 de janeiro de 2026.

USDOJ - UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR. **FY22 ECRP Congressional Report: Bipartisan Infrastructure Law 40601 Report to Congress – Orphaned Well Program Annual Report FY 2022**. Washington, D.C.: U.S. Department of the Interior, 2022. Disponível em:
<<https://www.doi.gov/sites/default/files/fy22-ecrp-congressional-report.pdf>>. Acesso em: 22 de janeiro de 2026.

USEIA - UNITED STATES ENERGY INFORMATION. **Production Decline Curve Analysis in the Annual Energy Outlook 2023. Analysis & Projections**. 2023. Disponível em:
<https://www.eia.gov/analysis/drilling/curve_analysis/>. Acesso em: 23 de janeiro de 2026.

USEIA - UNITED STATES ENERGY INFORMATION. **Natural Gas Gross Withdrawals and Production. Natural Gas**. 2025. Disponível em:
<https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_NUS_mmcf_a.htm>. Acesso em: 16 de abril de 2025.

USGS – UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. **Induced Earthquakes Overview**. 2022. Disponível em:
<<https://www.usgs.gov/programs/earthquake-hazards/science/induced-earthquakes-overview>>. Acesso em: 02 de dezembro de 2025;

USGS – UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. **How much water does the typical hydraulically fractured well require?**. 2024. Disponível em:
<<https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require>>. Acesso em: 18 de fevereiro de 2025

USEPA - UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States**. 2016. Disponível em:
<<https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>>. Acesso em: 14 de abril de 2025.

USEPA - UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2022 (EPA 430-R-24-0004)**. 2024. Disponível em:
<<https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks-1990-2022>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2026



WANG, S. Shale gas exploitation: Status, problems and prospect. **Natural Gas Industry B**, v. 5, n. 1, p. 60-74, 2018.

WANG, Q. et al. Natural gas from shale formation—the evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 1-28, 2014.

WACHTMEISTER, H.; HÖÖK, M. Investment and production dynamics of conventional oil and unconventional tight oil: Implications for oil markets and climate strategies. **Energy and Climate Change**, v. 1, p. 100010, 2020.

WEST, J. J.; FIORE, A. M.; HOROWITZ, L. W.; MAUZERALL, D. L. Global health benefits of mitigating ozone pollution with methane emission controls. **Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.**, v. 103, n. 11, p. 3988-3993, 2006.

WOLLIN, K. M.; DAMM, G.; FOTH, H.; FREYBERGER, A.; GEBEL, T.; MANGERICH, A.; GUNDERT-REMY, U.; PARTOSCH, F.; RÖHL, C.; SCHUPP, T.; HENGSTLER, J. G. Critical evaluation of human health risks due to hydraulic fracturing in natural gas and petroleum production. **Arch Toxicol**, v. 94, ed. 4, p. 967-1016, 2020.

