



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA

RECURSOS E RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Revisão dos principais conceitos e terminologia

SETEMBRO DE 2026

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Supervisão

Heloísa Borges Esteves

Coordenação Geral

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva

Regina Freitas Fernandes

Coordenação Técnica

Pamela Cardoso Vilela

Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Denise dos Santos Silva Reinoldes

Nathalia Oliveira de Castro

Rubens Fausto Jose Mesquita da Cunha Ribeiro

Suporte Administrativo

Valeria dos Santos Pereira

<https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis>

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

<http://www.mme.gov.br/>



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>



UERJ/FGEL/DEPA

Egberto Pereira, D.Sc.

René Rodrigues, D.Sc.

www.fgel.uerj.br

■ Sumário

1. Introdução – Contexto Global, Aspectos Técnicos e a Inserção Brasileira	2
1.1. Importância Econômica e a Experiência Internacional	2
1.2. O Contexto Brasileiro: Oportunidades e o Paradoxo do Gás	2
1.3. Sinergia Estratégica: Mercado de Gás e Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS)	4
1.4. Desafios Ambientais e a Licença Social para Operar	6
1.5. Aspectos Regulatórios e a Necessidade de Definição	7
2. Recursos e Reservatórios Convencionais	8
3. Recursos e Reservatórios Não Convencionais	9
3.1 Principais Tipos de Recursos Não Convencionais	13
3.2 Principais Técnicas de Estimulação em Reservatórios Convencionais e Não Convencionais	16
4. Considerações sobre Sistemas Petrolíferos: Convencionais, de Geradora, Fechados e Atípicos	18
5. Proposta de Definição e Terminologias Padrões para Recursos e Reservatórios Não Convencionais	22
6. Considerações Finais	25
Referências bibliográficas	26
Anexos	34

■ Lista de Figuras

Figura 1 - Projeção de atratividade econômica baseada na janela de oportunidade de mercado, derivada dos modelos de ativos encalhados (<i>stranded assets</i>) de Welsby et al. (2021) e nos cenários de demanda restrita da IEA (2021) – Ver Box: “Fundamentos da Curva de Atratividade Energética” em Anexos.....	3
Figura 2. Linha do tempo dos principais marcos regulatórios do Novo Mercado de Gás (2021-2026). Fonte: EPE (2026a).....	5
Figura 3 - Classificação dos recursos não convencionais em termos da viscosidade e permeabilidade.	9
Figura 4 - Comparação dos mecanismos de acumulação de hidrocarbonetos convencionais e não convencionais (estrutura de poros, fluidos e fluxo).	10
Figura 5 - Modelo de distribuição de diferentes acumulações de hidrocarbonetos não convencionais.....	11
Figura 6 - Modelos de acumulação de petróleo.	13
Figura 7 - Triângulo dos Recursos Petrolíferos.	14
Figura 8 - Recursos de hidrocarbonetos, tipos e padrões de acumulação.....	15
Figura 9 - Dimensionamento da janela de geração de óleo e gás com de acordo com a auréola de contato gerada pela intrusão ígnea de dique e soleira.	19
Figura 10 - Sistemas petrolíferos atípicos das principais bacias paleozoicas brasileiras (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná).....	21

■ Lista de Tabelas

Tabela 1: Comparativo estrutural dos mercados maduros e a realidade brasileiro para a produção de recursos não convencionais (RNCs) de óleo e gás.	7
Tabela 2: Classificação Padronizada das Técnicas de Estimulação de Poços (Proposta).	17
Tabela 3: Evolução dos estudos e terminologias utilizadas para as acumulações petrolíferas contínuas.	35
Tabela 4: Comparação entre as acumulações do tipo contínuas, <i>quasi</i> -contínuas e descontínuas (continua).36	
Tabela 4: Comparação entre as acumulações do tipo contínuas, <i>quasi</i> -contínuas e descontínuas (conclusão).	37
Tabela 5: Diferenças entre os tipos de acumulações não convencionais de óleo e gás. Definições e critérios de classificação de RNCs de óleo e gás (continua).	38
Tabela 5: Diferenças entre os tipos de acumulações não convencionais de óleo e gás. Definições e critérios de classificação de RNCs de óleo e gás (continuação).	39
Tabela 5: Diferenças entre os tipos de acumulações não convencionais de óleo e gás. Definições e critérios de classificação de RNCs de óleo e gás (conclusão).	40

1. Introdução – Contexto Global, Aspectos Técnicos e a Inserção Brasileira

O aproveitamento dos recursos energéticos é o alicerce para nações em processo de desenvolvimento social e econômico. Questões geopolíticas, como a segurança do suprimento e a redução da dependência de importações, aliadas a avanços disruptivos na tecnologia de exploração e produção — notadamente a perfuração horizontal combinada ao fraturamento hidráulico —, têm levado governos e companhias operadoras a reavaliarem o valor estratégico de seus recursos não convencionais (RNCs) (EPE, 2013a).

Historicamente, a indústria petrolífera evoluiu através de três grandes estágios de amadurecimento tecnológico e geológico. Inicialmente, o foco recaiu sobre a exploração de armadilhas ("trapas") estruturais; em seguida, avançou-se para as armadilhas litoestratigráficas; e, finalmente, chegou-se ao aproveitamento das acumulações contínuas não convencionais, onde os limites dos reservatórios não são definidos por contatos fluido-fluido tradicionais, mas pela extensão da própria formação geológica (ZOU; TAO, 2013).

A Geologia do Petróleo clássica, focada em geração, migração e trapeamento em reservatórios porosos e permeáveis, não explica satisfatoriamente as acumulações contínuas (JIA, 2017). As principais distinções dos depósitos não convencionais residem na ausência de armadilhas convencionais, na baixa permeabilidade da matriz rochosa e na frequente coincidência entre a rocha geradora e o reservatório, resultando em ocorrências regionais amplas e contínuas (ZOU et al., 2013a,b; ZEE; HOLDITCH, 2016).

1.1. Importância Econômica e a Experiência Internacional

O aumento da produção de RNCs transformou a geopolítica energética na última década. O caso norte-americano, conhecido como a "Revolução do *Shale*"¹, alçou os Estados Unidos à posição de maior produtor mundial de hidrocarbonetos, garantindo segurança energética e competitividade industrial através de gás natural a baixo custo (BP, 2020). Similarmente, a China tem avançado no desenvolvimento de gás em formações² fechadas (*tight gas*) e gás de folhelho (*shale gas*) para reduzir sua dependência de carvão (ZOU et al., 2013a). Na América do Sul, a Argentina, através do desenvolvimento da formação *Vaca Muerta*, demonstrou que a viabilidade econômica é possível fora da América do Norte, desde que haja geologia favorável e alinhamento regulatório.

Contudo, a inserção do Brasil neste mercado ocorre em um momento de inflexão histórica. Diferente do ciclo norte-americano, pautado pela abundância de oferta e rápida expansão volumétrica (EIA, 2013), o cenário prospectivo 2025-2050 é regido por restrições de capital e imperativos climáticos. Segundo a Agência Internacional de Energia, em cenários de neutralidade de carbono (*Net Zero Emissions*), a demanda global por fósseis deve retrair, impondo um teto de competitividade onde apenas projetos de baixo custo (*breakeven* reduzido) e baixa intensidade de carbono permanecerão viáveis (IEA, 2021). Neste contexto, o Brasil enfrenta o desafio duplo de converter seus vastos recursos *in situ* em reservas economicamente recuperáveis antes que a janela de oportunidade de mercado se estreite (**Figura 1**).

1.2. O Contexto Brasileiro: Oportunidades e o Paradoxo do Gás

Sob a ótica da oferta, o mercado brasileiro de gás natural vive um paradoxo estrutural: apesar da abundância de recursos no Pré-Sal e crescente produção nacional, parcela significativa desse gás não é disponibilizada ao mercado, em razão, principalmente, dos elevados volumes reinjetados. Dessa forma, o crescimento da produção nacional não tem se traduzido, na mesma proporção, em aumento da oferta de gás e crescimento do mercado.

¹ Cerca de metade da produção de gás natural norte-americano é oriunda de folhelhos (SCHUMANN e VOSSOUGH, 2020).

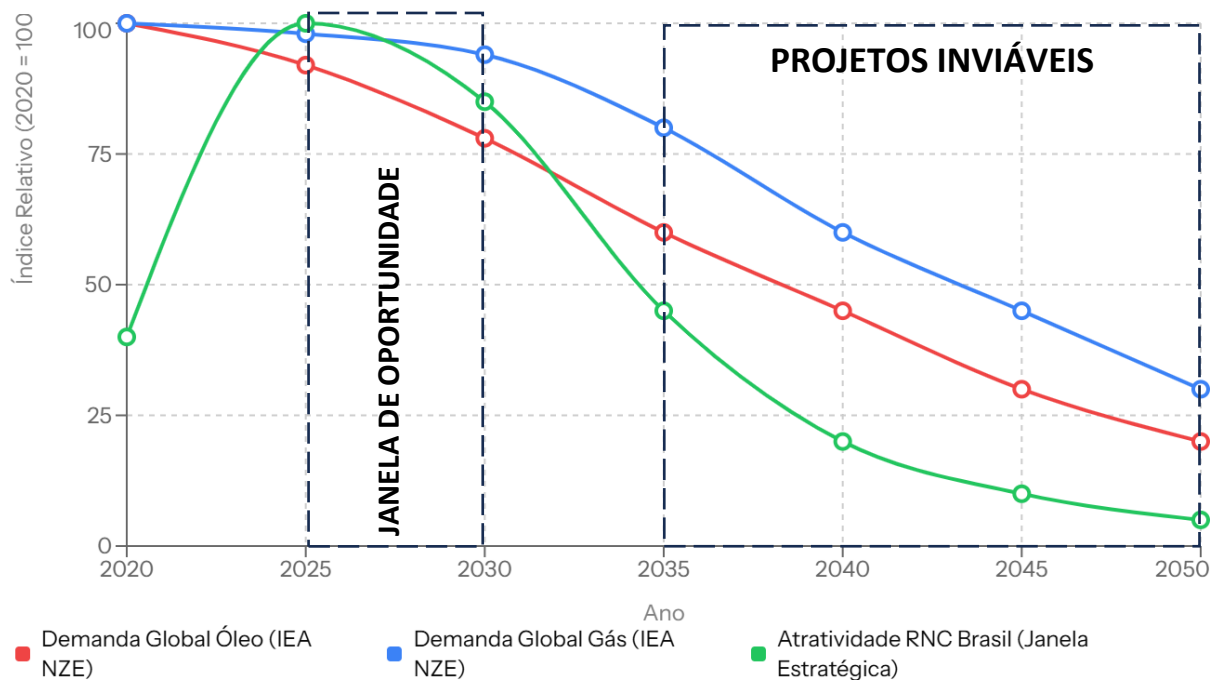
² O termo formação ou formações em Geologia refere-se aos estratos geológicos. Formação é uma unidade litoestratigráfica que consiste num conjunto de rochas que se distinguem e se delimitam com base em seus caracteres litológicos, independente da sua história geológica ou de conceitos cronológicos (PETRI et al., 1986).

Conforme apresentado na Figura 1, a Curva de Atratividade é um índice estratégico que projeta a viabilidade econômica de projetos de óleo e gás sob a ótica da transição energética, cruzando dinamicamente o custo de extração (*breakeven full-cycle*) com o risco de o ativo se tornar encalhado (*stranded asset*) diante de metas climáticas rigorosas — formalizável como a razão entre a margem líquida esperada (preço de mercado projetado em retração, menos custo de extração e penalidades de carbono como o CBAM) e um fator de risco que cresce exponencialmente após 2030.

Nesse contexto, o orçamento de carbono global (modelo TIAM-UCL, Welsby et al., 2021) opera como um "leilão reverso" em que apenas os projetos de menor custo e menor intensidade de carbono são alocados para produção, sendo severo para a América Latina em razão de logística e custos operacionais.

A interpretação da curva revela três fases — máxima atratividade até 2025 (escala 90–100, risco baixo e infraestrutura consolidada), pico e inflexão em 2025–2030 (janela crítica de entrada para novos projetos aproveitando o platô da demanda de gás como combustível de transição) e declínio acentuado após 2035, com probabilidade estatística de cerca de 60% de prejuízo para projetos tardios que competirão em mercado encolhido dominado por produtores de custo marginal baixíssimo, como a OPEP — o que demonstra que a viabilidade dos recursos não convencionais no Brasil depende de monetização tempestiva (Ver Box: “Fundamentos da Curva de Atratividade Energética” em Anexos).

Figura 1 - Projeção de atratividade econômica baseada na janela de oportunidade de mercado, derivada dos modelos de ativos encalhados (*stranded assets*) de Welsby et al. (2021) e nos cenários de demanda restrita da IEA (2021) – Ver Box: “Fundamentos da Curva de Atratividade Energética” em Anexos.



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2021) e Welsby et al. (2021).

Neste cenário, os RNCs — especificamente o gás de folhelho e o gás em formações fechadas — emergem como uma necessidade de mercado para promover a interiorização do gás e a reindustrialização. A análise econômica aponta três vetores que tornam o gás não convencional promissor para o Brasil:

1. Segurança Energética e Geração Termelétrica: O gás *onshore* não associado oferece uma base despachável flexível para complementar a expansão das renováveis intermitentes, com menor custo de transporte para o interior do que o gás *offshore*, reduzindo o "risco hidrológico" e o custo de operação do sistema (CMO) (EPE, 2020). A promoção dessa oferta flexível é importante diante do descompasso existente entre o perfil flexível da demanda termelétrica nacional e a característica inflexível da atual oferta nacional de gás natural, predominantemente associada à produção *offshore*. A elevada participação do gás associado,

cuja produção está vinculada à produção de petróleo, limita a capacidade de ajuste da oferta às variações da demanda. Nesse contexto, o GNL importado, especialmente por meio de contratações no mercado *spot*, tem desempenhado o papel de fonte complementar de flexibilidade ao mercado de gás brasileiro.

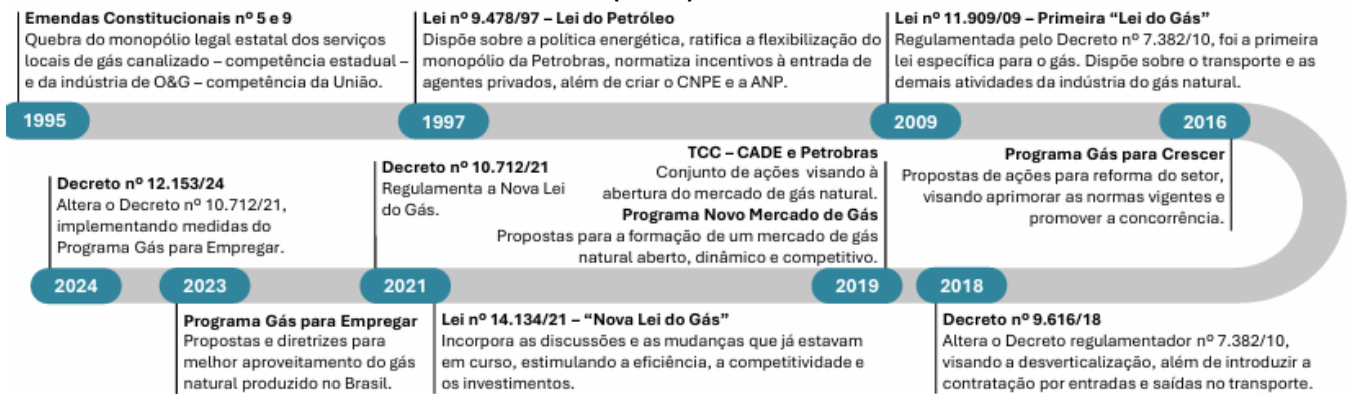
2. Imperativo dos Fertilizantes: Com o Brasil importando mais de 85% de seus fertilizantes (PETROBRAS, 2025; ANDA, 2025), o aproveitamento do potencial local de gás natural em regiões coincidentes com o agronegócio pode representar oportunidade para o desenvolvimento da produção doméstica de amônia e ureia — rota "*gas-to-fertilizer*" (EPE, 2020). A EPE identifica nas bacias onshore do Solimões, Parnaíba e Recôncavo os principais condutores de crescimento da produção de gás em terra (EPE, 2020), enquanto estudos regionais apontam potencial adicional de gás na Bacia do Paraná (EPE, 2021) e na Foz do Amazonas, na Margem Equatorial (EPE, 2024c). A viabilidade econômica dessas plantas, contudo, depende de condições competitivas de oferta de gás — a EPE estima que o preço do gás necessário para viabilizar novas fábricas de fertilizantes nitrogenados varia entre US\$ 3 e US\$ 9/MMBtu (EPE, 2023) — com potencial de redução da dependência de importações e dos custos logísticos associados (EPE, 2019a).
3. Interiorização e Capilaridade: Os RNCs permitem a lógica de produção distribuída, dinamizando economias regionais estagnadas. Estudos na Bacia do Amazonas (Formação Barreirinha) indicam recursos prospectivos entre 1,27 e 31,90 TCF, volume suficiente para suprir demandas industriais e de geração elétrica (*gas-to-wire*) na região Norte, substituindo o diesel, mais caro e poluente (CARDOSO, 2023). Do ponto de vista técnico, existe potencial na Bacia do Amazonas, no sistema Barreirinha-Monte Alegre, e nas Bacias do Parnaíba e do Recôncavo, o *gás em formações fechadas* desponta como oportunidade imediata (*low-hanging fruit*) devido à infraestrutura existente (EPE, 2013a,b,c; EPE, 2020; EPE, 2026b).

1.3. Sinergia Estratégica: Mercado de Gás e Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS)

O setor de gás natural no Brasil atravessa uma transformação estrutural visando um mercado aberto e competitivo, impulsionada pela Lei 14.134/2021 (Lei do Gás), pelo seu decreto regulamentador (Decreto 10.712/2021), pelas ações da Agenda Regulatória da ANP e por avanços tributários. Nesse contexto, a produção em reservatórios não convencionais desponta como oportunidade de diversificação das fontes e de reforço da segurança de suprimento, contribuindo para um melhor aproveitamento do gás produzido no Brasil, por meio do aumento da oferta doméstica (menor dependência de importações), do desenvolvimento regional das áreas *onshore*, do suprimento mais abundante e potencialmente mais barato para a indústria e da maior flexibilidade logística frente ao gás *offshore* ou importado.

As bacias sedimentares do interior do País concentram as maiores expectativas para reservatórios não convencionais, com potencial para ampliar o sistema de transporte e fomentar a geração de energia elétrica a partir do gás natural. Em abril de 2026, a Lei do Gás completou cinco anos, com balanço positivo —celebração de contratos de acesso negociado ao processamento, crescimento dos produtores independentes —, mas ainda há desafios relacionados à redução dos custos de transação no transporte, de modo a favorecer a integração entre as áreas de mercado, e à harmonização das regulações estaduais e federal. O *Fact Sheet* da EPE, (FS-EPE-DPG-SPG-2026-01), “Lei do Gás: 5 anos do novo marco legal”, sintetiza esses dados, conforme na linha do tempo a seguir (Figura 2):

Figura 2. Linha do tempo dos principais marcos regulatórios do Novo Mercado de Gás (2021-2026). Fonte: EPE (2026a).



Fonte: EPE (2026a) - Fact Sheet FS-EPE-DPG-SPG-2026-01, “Lei do Gás: 5 anos do novo marco legal”.

Para ampliar essa janela de oportunidade e garantir a sustentabilidade dos projetos, estudos recentes da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) evidenciam como a produção de gás natural e o potencial para Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (em inglês - CCUS³) se integram, podendo transformar bacias produtoras em *hubs* de energia de baixo carbono. As áreas de maior relevância para o gás natural coincidem com sítios potenciais para estocagem de CO₂, permitindo que o gás não convencional seja produzido e descarbonizado na mesma região (EPE, 2026b, c):

- **Região Nordeste:** a Bacia do Parnaíba combina o potencial de gás não convencional — com *plays* nos folhelhos da Formação Pimenteiras (EPE, 2026c) — à infraestrutura de gás já estabelecida, que abastece o Complexo Termelétrico Parnaíba (1,9 GW de capacidade contratada), operado pela Eneva, maior operadora privada de gás onshore do país (EPE, 2020; Eneva, 2026). A presença de reservatórios adequados, além do capital de conhecimento de subsuperfície e escoamento, pode permitir acoplar a produção de gás à geração térmica com captura de carbono na fonte, mitigando emissões (EPE, 2020, 2026b,c). Na Bacia do Recôncavo, quinta maior produtora de gás, a infraestrutura madura — UPGNs de Catu e Camaçari e o Polo Petroquímico — soma-se a reservatórios esgotados de óleo e gás, reconhecidos como potenciais locais para armazenamento geológico de CO₂ e para rotas de recuperação avançada (CO₂-EOR), reforçando a sinergia entre a cadeia de gás e a captura, utilização e armazenamento de carbono (RIOS et al., 2023; EPE, 2020). O potencial de CCUS mapeado pelo caderno da EPE, identifica candidatos a sítios para estocagem de CO₂ essenciais à descarbonização de indústrias de difícil abatimento (*hard-to-abate*), como química e fertilizantes (EPE, 2026b,c).
- **Região Norte:** a Bacia do Solimões abriga a maior reserva terrestre de gás do Brasil (campo de Urucu), com infraestrutura de processamento consolidada e reinjeção de gás natural já praticada para manutenção de pressão e gestão do excedente diante da baixa demanda local (MEGAWHAT, 2023; REALTIME1, 2023). A bacia detém ainda expressivo potencial prospectivo de gás não convencional, com recursos tecnicamente recuperáveis de shale gas estimados em cerca de 113 bilhões de m³ (SCHENK et al., 2017), o que amplia o leque de ativos de subsuperfície na região. Contudo, o caderno de CCUS da EPE classifica a maior parte do território com baixa relevância para armazenamento geológico de CO₂, em razão da cobertura vegetal e dos desafios logísticos — cenário em que as soluções baseadas na natureza (NbCS) tendem a permanecer como eixo prioritário (EPE, 2026). Ainda assim, o CCUS pode ser complementar em setores de difícil descarbonização, e as áreas pontuais de média relevância, localizadas junto a infraestruturas já estabelecidas entre Amazonas, Pará e Maranhão, favorecem a formação de “*hubs* isolados” de captura, uso e armazenamento de carbono (EPE, 2026). Esse movimento já atrai grandes atores: a Vale, investidora da Circlua (2022), tem projeto de unidade no sudeste do Pará usando rejeitos do Complexo de Carajás, reduzindo o clínquer —

³ Carbon Capture, Utilization and Storage.

principal fonte de CO₂ do cimento (BRASIL MINERAL, 2025) —, reforçando o potencial da região de integrar a cadeia de gás não convencional à economia circular e ao CCUS.

- **Região Sul–Sudeste–Centro-Oeste:** a Bacia do Paraná emerge como vetor central da sinergia entre CCUS e gás não convencional (RNCs). O Caderno de CCUS da EPE, em sua segunda edição, incorporou pela primeira vez um sítio cujo mecanismo principal de armazenamento é a mineralização — os basaltos toleíticos da Formação Serra Geral —, além de apontar novos trechos de interesse na bacia para estocagem geológica de CO₂ (EPE, 2026b). Esse potencial dialoga diretamente com os plays de gás de folhelho e gás de baixa permeabilidade da mesma bacia, cuja exploração gera o conhecimento de subsuperfície e a infraestrutura de poços e escoamento que podem ser reaproveitados na seleção e no desenvolvimento de sítios de armazenamento (EPE, 2021; FGV, 2021). A proximidade entre as usinas de etanol do Centro-Sul e as áreas com potencial de estocagem reforça ainda a rota de emissões negativas associada à bioenergia (BECCS), reduzindo custos de transporte do CO₂ capturado (EPE, 2026b; Nexo Jornal, 2026). No Centro-Oeste, a Bacia dos Parecis tem sua relevância elevada a partir de estudos específicos de viabilidade de armazenamento, ampliando o leque de oportunidades *onshore* na região (EPE, 2026b,c). Esse conjunto posiciona o eixo como um dos mais promissores para integrar a produção de gás não convencional à cadeia de captura, utilização e armazenamento de carbono.

1.4. Desafios Ambientais e a Licença Social para Operar

A conversão desses recursos em reservas provadas e viáveis economicamente depende da superação de barreiras não geológicas, especificamente a Sustentabilidade Ambiental e a "Licença Social para Operar".

A experiência internacional demonstra que a gestão hídrica e a sismicidade induzida são os pontos nevrálgicos da aceitação pública. A técnica de fraturamento hidráulico envolve a injeção de grandes volumes de água, areia e aditivos químicos sob alta pressão para liberar hidrocarbonetos aprisionados em rochas de baixa permeabilidade. Este processo gera preocupações legítimas que devem ser endereçadas tecnicamente, como o consumo intensivo de água (10 a 25 mil m³/poço) e o risco de contaminação de aquíferos estratégicos, como o Aquífero Guarani (Bacia do Paraná) e o Sistema Aquífero Grande Amazônia (SAGA). Em regiões de escassez hídrica, como o Nordeste, o conflito pelo uso da água com a agropecuária e consumo humano é um risco real (CTMA/PROMINP, 2016; CARDOSO, 2019).

Para operar no Brasil, a indústria deve adotar padrões superiores aos *padrões legados* internacionais⁴ - ou seja, superar as práticas mínimas historicamente adotadas em jurisdições pioneiras do gás não convencional (ex.: EUA), onde a regulação inicial foi fragmentada e o desempenho ambiental heterogêneo. Isso inclui o uso mandatório de circuitos fechados⁵ para reuso integral da água, eliminando o descarte superficial. Para a sismicidade, a implementação de sistemas de "Semaforização Sísmica" (*Traffic Light System*) é essencial para monitorar e suspender operações caso limites de magnitude sejam atingidos, conforme diretrizes da ANP (ANP, 2014; CTMA/PROMINP, 2016). O vazamento de metano (*venting* e emissões fugitivas), também deve ser monitorado, pois pode comprometer os benefícios climáticos do gás natural frente ao carvão ou diesel, dado que o metano possui potencial de aquecimento global de 27 a 30 vezes superior ao CO₂ em horizonte de 100 anos (IPCC, 2021) — e de ~81 a 84 vezes em horizonte de 20 anos, relevante por se tratar de gás de vida curta. . Adicionalmente, estudos de caso mostram que empresas podem integrar operações com projetos de reflorestamento e capacitação comunitária, alinhando-se a práticas ESG (MEDINA FILHO et al.,

⁴ Padrões legados internacionais (*legacy standards*): conjunto de normas, práticas operacionais e critérios de desempenho ambiental historicamente adotados em jurisdições pioneiras na exploração de gás não convencional (notadamente os EUA), caracterizados por regulação inicialmente fragmentada e desempenho ambiental heterogêneo. A adoção de padrões superiores a esses legados implica superar as práticas mínimas históricas, incorporando exigências mais rigorosas de gestão de água, controle de emissões e monitoramento sísmico.

⁵ Circuitos fechados (*closed-loop systems*): sistema de manejo hídrico no qual o *flowback* (água que retorna à superfície após o fraturamento) e a água produzida são integralmente capturados, tratados e reutilizados em ciclos subsequentes de fraturamento, eliminando o descarte superficial e o armazenamento em reservatórios abertos.

2025). A **Tabela 1** apresenta uma comparação estrutural entre os mercados maduros e a realidade brasileira, destacando os gargalos técnicos e ambientais que a política energética deve endereçar.

1.5. Aspectos Regulatórios e a Necessidade de Definição

O potencial geológico robusto do Brasil encontra-se travado para além da necessidade de ampliação do conhecimento geológico *onshore*, mas por incertezas regulatórias e de entendimento terminológico, conforme evidenciado nas discussões em Audiência Pública do STJ⁶. A falta de distinção conceitual clara entre "estimulação convencional" e "fraturamento hidráulico de alta vazão" levou à proibição genérica de tecnologias essenciais em diversas legislações estaduais e municipais (PARANÁ, 2019; SANTA CATARINA, 2019; FGV ENERGIA, 2021).

Neste cenário, o Programa Poço Transparente (MME, 2022) atua como mecanismo validador indispensável. Ao permitir o fraturamento hidráulico em ambiente controlado (*sandbox* regulatório), o programa visa gerar dados empíricos para substituir moratórias baseadas no princípio da precaução por uma regulação baseada em risco e evidência técnica. Em discussões multidisciplinares que ocorreram no âmbito do Programa de Revitalização de Atividades de E&P de Óleo e Gás em Bacias Terrestres - REATE, ativo entre os anos de 2020 e 2021, percebeu-se a necessidade de esclarecimento e alinhamento com diversos setores a respeito de uma definição homogênea dos recursos e reservatórios não convencionais.

A distinção entre "recurso" e "reserva", ou entre "gás de folhelho" e "gás de reservatório fechado" (*tight*), define alíquotas de *royalties*, exigências de conteúdo local e critérios de licenciamento ambiental. A falta de clareza nestas definições tem sido um vetor de judicialização. Portanto, a presente Nota Técnica, justifica-se imperativamente para harmonizar a terminologia técnica, distinguindo claramente recursos de reservas e tipos de reservatórios. Sem essa clareza conceitual, o planejamento energético nacional (PDE/PNE) não poderá quantificar com segurança a contribuição desses recursos, mantendo o potencial brasileiro bloqueado no subsolo enquanto a janela de transição energética se fecha (EPE, 2024a; EPE, 2024b). Esta Nota foi elaborada pela Superintendência de Petróleo e Gás da Empresa de Pesquisa Energética – EPE em conjunto com especialistas do Departamento de Estratigrafia e Paleontologia da Faculdade de Geologia da Universidade Estadual do Rio de Janeiro – UERJ.

Tabela 1: Comparativo estrutural dos mercados maduros e a realidade brasileiro para a produção de recursos não convencionais (RNCs) de óleo e gás.

Fator Crítico	Benchmark Global (EUA/AR)	Cenário Brasil (Fronteira)	Implicação para o Planejamento
Geologia	<i>Blanket deposits</i> (contínuos) e previsíveis.	Heterogênea; risco de intrusões ígneas (Paraná) e compartimentação.	Necessidade de maior densidade de sísmica e poços para delimitação de áreas <i>sweet spots</i> .
Infraestrutura	Malha de gasodutos capilarizada e processamento existente.	Bacias interiores isoladas (Amazonas/Parnaíba) ou com gargalos logísticos.	O CAPEX do projeto deve absorver custos de escoamento ou geração local (<i>Gas-to-Wire</i>).
Custo <i>Full-Cycle</i>	Otimizado pela escala industrial e serviços competitivos.	Elevado pelo "Custo Brasil", logística pioneira e risco regulatório.	Projetos precisam de incentivos fiscais iniciais para reduzir o <i>breakeven</i> para < USD 35/bbl.
Licença Social	Focada em gestão de emissões e uso da água.	Crítica; histórico de judicialização e moratórias locais.	Exigência de padrões ambientais superiores (ex: circuito fechado de água) desde o primeiro poço.

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2024).

⁶ IAC no RECURSO ESPECIAL Nº 1957818 - SP (2021/0278928-5) - NOTA DE ESCLARECIMENTO - NE-EPE-DPG-SPG-2025-13

2. Recursos e Reservatórios Convencionais

Em uma bacia sedimentar, para uma acumulação de petróleo e/ou gás ser classificada como Recurso Convencional é necessária a associação de uma série de fatores, dentre os quais: (i) a existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras; (ii) a submissão das rochas geradoras às condições adequadas de tempo e temperatura para a geração de hidrocarbonetos (cozinha de geração); (iii) a existência de rochas com porosidade e permeabilidade suficientes para a acumulação e produção do hidrocarboneto, denominada de rocha reservatório; (iv) a presença de condições favoráveis à migração do hidrocarboneto da rocha geradora até a rocha reservatório; (v) a existência de rocha impermeável que retenha o hidrocarboneto, denominada de rocha selante ou capeadora; (vi) um arranjo geométrico das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de hidrocarbonetos em subsuperfície (armadilha ou trapa); (vii) sincronismo, garantindo as condições em tempo ideal; (viii) preservação do hidrocarboneto gerado. Uma acumulação de petróleo e/ou gás considerada convencional seria, dessa forma, o resultado de uma associação adequada e específica de diferentes elementos e processos que ocorrem em uma determinada bacia sedimentar ao longo do tempo geológico (sincronismo), sendo a ausência de apenas um desses fatores decisivos para inviabilizar a formação de uma acumulação (CAVA, 2014; ZOU et al. 2013a).

O caráter espacial dos recursos convencionais, em termos de limitação geográfica, é salientado por alguns autores. Segundo Zhao et al. (2015), tais recursos ocorrem em acumulações discretas, também conhecidas como descontínuas, e migrariam das rochas geradoras (em geral folhelhos e carbonatos) por meio de fraturas e/ou falhas, para as rochas reservatório⁷ (em geral arenitos e carbonatos) de média a alta porosidade e permeabilidade, sendo aprisionadas por camada impermeável denominada rocha selante. Para a efetividade da existência de uma acumulação seriam essenciais ainda a limitação por armadilhas geológicas - estrutural, estratigráfica ou mistas - significativamente afetadas por influências hidrodinâmicas, como flutuabilidade do petróleo em água. Zhao et al. (2015) citam que a migração se daria, geralmente, por fluxo de Darcy⁸ e poderia ocorrer a longas distâncias, tendo como força motriz, principalmente, a flutuabilidade.

Para Zou e Tao (2013), na exploração e produção de hidrocarbonetos convencionais, a principal responsabilidade dos pesquisadores e exploracionistas seria descobrir se uma acumulação está em uma armadilha, definir os limites da armadilha (p.e. fechamento estrutural, soleiras etc.). Nas acumulações convencionais, o óleo e o gás extraídos são recuperáveis técnica e economicamente, por métodos e tecnologias convencionais. Entretanto, as acumulações convencionais de hidrocarbonetos representam apenas 20% dos recursos mundiais de combustíveis fósseis, enquanto aquelas não convencionais respondem por 80% (ZOU e TAO, 2013).

⁷ Esses reservatórios são compostos por rochas constituídas por grãos clásticos ou carbonáticos dispostos de forma que enquanto eles estão em contato um com o outro, ainda existem espaços de poros entre os grãos. O fator chave é o volume e o quão conectados estão os espaços dos poros (porosidade e permeabilidade). A porosidade é o que permite a retenção do fluido e a permeabilidade é o que permite que o fluido se mova entre os poros e fraturas na rocha. Óleo e gás natural em reservatórios convencionais podem ser produzidos economicamente sem a necessidade de grande estimulação ou equipamento de produção sofisticado. Por vezes, é necessária a estimulação em alguns níveis do reservatório, enquanto os recursos não convencionais dependem amplamente da estimulação dos reservatórios (EPE, 2013a).

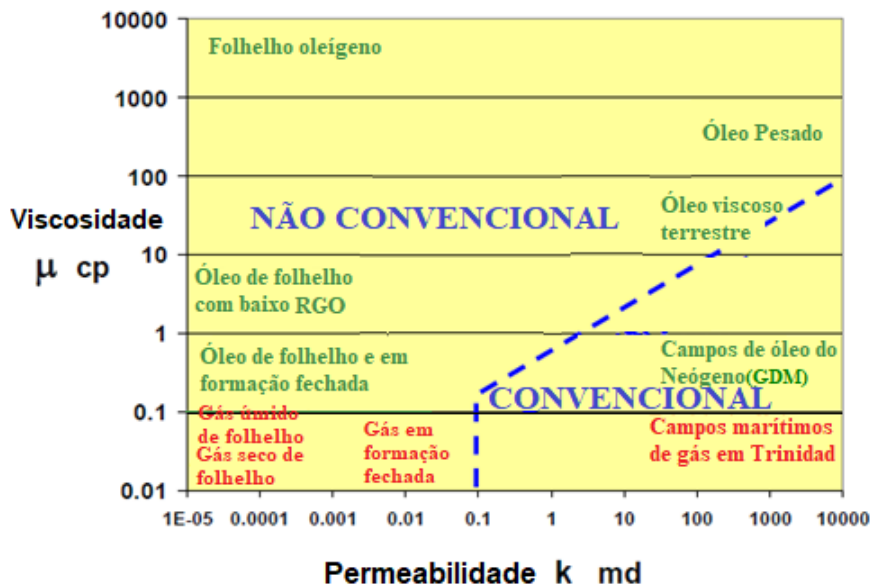
⁸ Um darcy e milidarcy (md ou mD) são unidades de medida de permeabilidade, em homenagem à Henry Darcy. Embora não sejam unidades reconhecidas oficialmente no Sistema Internacional de Unidades (SI, do francês *Système international d'unités*), são amplamente empregadas no setor de óleo e gás natural. O darcy representa uma unidade de área. A permeabilidade, em si, mede a capacidade de um fluido ser transmitido através de uma rocha (ou outro meio poroso). Um nanodarcy equivale a 10⁻⁶ mD. Convertendo em unidades SI, 1 darcy é equivalente a 9,869x10⁻¹³ m² (ESTEVES et al., 2021; FGV, 2019).

3. Recursos e Reservatórios Não Convencionais

Os RNCs apresentam uma definição complexa e foram foco de bastante discussão ao longo das últimas décadas. Os conceitos e definições sobre este tipo de recurso são embasados na baixa permeabilidade dos reservatórios, na disponibilidade de tecnologias para exploração e produção e no cenário econômico, uma vez que as características tecnológicas e econômicas direcionam os esforços para acumulações até então classificadas fora do espectro convencional.

Para a maior parte dos autores, não existe um conceito formal ou universalmente aceito para RNCs, e as qualificações quanto a serem recursos “contínuos” ou de “centro de bacia” e não possuem armadilhas tradicionais, não representam definições completas (CANDER, 2012; CHEW, 2014). Cander (2012) destaca que um mesmo reservatório de folhelho, por exemplo, não terá apenas um tipo de recurso, podendo ter gás seco, gás úmido e óleo. Deste modo, este autor pondera que os RNCs incluem reservatórios de baixa e alta permeabilidade com fluidos de baixa e alta viscosidade. As definições anteriores não consideram todas as fases do petróleo, em todos os tipos de reservatórios, e em todos os tipos de sistemas petrolíferos. Seria mais adequado, portanto, classificar os reservatórios não convencionais em termos de suas propriedades de rocha e fluido, por meio de gráfico de viscosidade versus permeabilidade (em escala logarítmica) (Erro! Fonte de referência não encontrada.Figura 3).

Figura 3 - Classificação dos recursos não convencionais em termos da viscosidade e permeabilidade⁹.



Fonte: Cander (2012).

Os glossários da empresa Schlumberger (SLB, 2021) e da agência EIA (2021) definem Recurso Não Convencional como um termo abrangente, utilizando a expressão reservatórios atípicos, referindo-se àqueles que produzem por meios que não atendem aos critérios para a produção convencional. As percepções desses critérios mudariam inevitavelmente com o tempo e frequentemente diferem entre os usuários do termo.

As teorias das acumulações contínuas e a Geologia do Petróleo (JIA, 2017; REIS, 2018; 2021; ZOU et al. 2013a; ZOU e TAO, 2013) consideram as seguintes características para acumulações não convencionais:

(1) os recursos de óleo e gás não convencionais se acumulam continuamente em uma área penetrante, sem contatos distintos de gás, óleo e água;

⁹ RGO: razão gás-óleo; GDM: Golfo do México.

(2) os reservatórios apresentam propriedades fechadas (porosidade de 4 a 12% e permeabilidade menor que $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) e gargantas de poro na escala micrón e nano (**Figura 3**Figura 4).

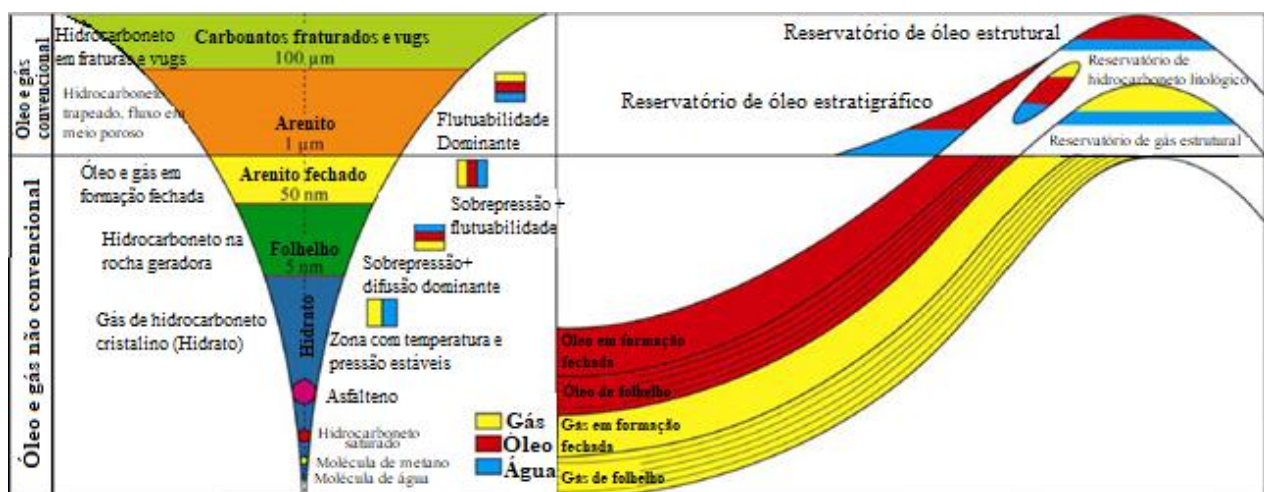
(3) hidrocarbonetos são multifásicos (fase sólida, líquida e gasosa, gás em estado livre e adsorvido etc.);

(4) as acumulações são proximais ou intrafonte das rochas geradoras, em série de estratos e em grande volume;

(5) os princípios da acumulação de hidrocarboneto e fluxo de fluido são diferentes do convencional, tendo, por exemplo, as estruturas tectônicas papel menos relevante (**Figura 4**).

Conforme Zou et al. (2013b) e Zou e Tao (2013), os RNCs são contínuos ou com carga generalizada que normalmente não podem ser extraídos economicamente, sem a utilização de tecnologias especializadas e sob condições econômicas favoráveis. Esses autores ainda destacam que as acumulações convencionais e não convencionais são distintas em função da dependência ou não de uma armadilha bem definida e da produção econômica de um poço. Assim, os sistemas petrolíferos não convencionais devem ser avaliados buscando hidrocarbonetos em acumulações contínuas, sem limite óbvio de armadilha, com foco na litologia, nas propriedades físicas, fragilidade da rocha, características da rocha geradora, e sua configuração; bem como a ausência (ou presença não óbvia) de fluxo tipo de Darcy (ZOU et al., 2013a).

Figura 4 - Comparação dos mecanismos de acumulação de hidrocarbonetos convencionais e não convencionais (estrutura de poros, fluidos e fluxo).



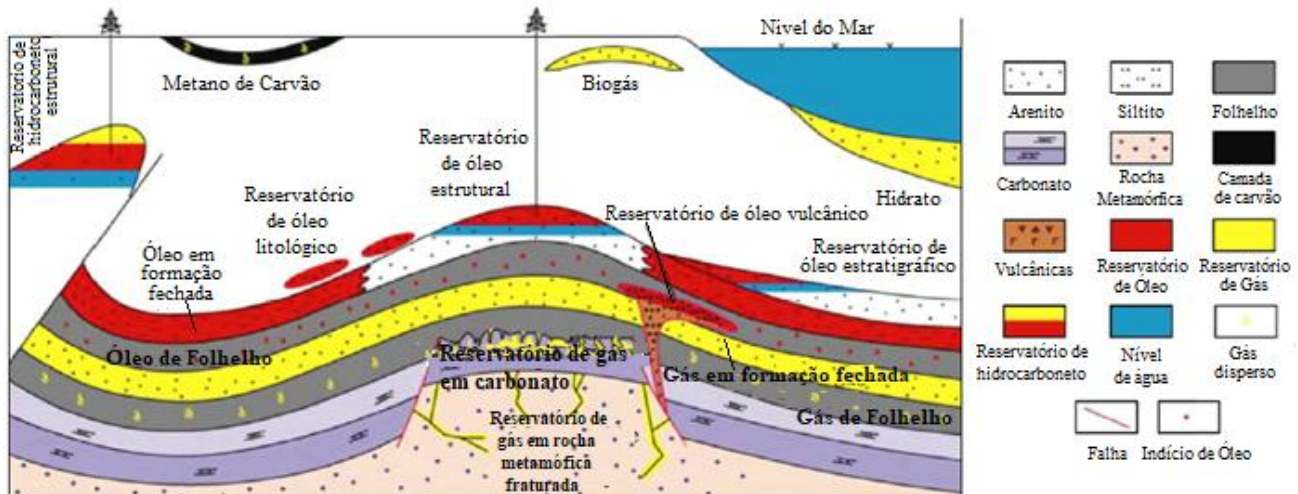
Fonte: Adaptado de JIA (2017) e Zou et al. (2013c).

Outros autores, por sua vez, consideram um reservatório como não convencional quando, em termos geológicos, a rocha que gera os hidrocarbonetos também os armazena, e em termos econômicos, quando se faz necessária a utilização de uma tecnologia adequada para extração dos hidrocarbonetos (SLATT, 2011 *apud* MARASCHIN e DA CUNHA, 2021). Dessa forma, a caracterização de RNCs estaria fundamentada basicamente em critérios de extração e produção (produção, transporte ou processamento), não sendo reconhecido com precisão o limite entre as categorias (CHEW, 2014; DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013). Uma característica bastante relevante sobre as acumulações não convencionais seria o fato delas estarem distribuídas ao longo de grandes áreas, sendo consideradas, assim, acumulações contínuas, o que pode ser visto como um fator de diminuição do seu risco exploratório e econômico (REIS, 2018; REIS, 2021; ZOU et al. 2013a - **Figura 5**).

Cava (2014) define Recurso Não Convencional como a quantidade de petróleo e gás natural encontrado em subsuperfície para a qual a exploração não depende de influências hidrodinâmicas, de estrutura geológica ou condição estratigráfica peculiar, diferente do que ocorrem com os hidrocarbonetos convencionais. São rochas com baixa permeabilidade, podendo ser encontradas em profundidades diversas, geralmente superiores a 1.500 m. São necessárias tecnologias especiais para a extração, como poços horizontais ou de

alto ângulo e fraturamento hidráulico, ou aquecimento em retorta¹⁰ (CAVA, 2014). Conforme a definição em FGV (2019), para alguns autores o sistema petrolífero é denominado independente, no qual a rocha pode ser ao mesmo tempo, geradora e reservatório, a exemplo do gás de folhelho. Esse sistema é pouquíssimo permeável e parte do óleo e/ou gás fica aprisionado nessas rochas, necessitando de técnicas especiais para sua retirada.

Figura 5 - Modelo de distribuição de diferentes acumulações de hidrocarbonetos não convencionais.



Fonte: Adaptado de Zou et al. (2013c).

A Resolução ANP nº 21/2014, estipula de forma ampla, que um Reservatório Não Convencional é uma rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, no qual é necessário o fraturamento hidráulico para a sua produção (ANP, 2014).

A reduzida influência das condições hidrodinâmicas para a existência de uma acumulação não convencional por grandes áreas foi objeto de destaque na declaração conjunta, emitida em 2007, por entidades como a Sociedade de Engenheiros de Petróleo (Society of Petroleum Engineers - SPE), a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo (Society of Petroleum Evaluation Engineers - SPEE), a Associação Americana de Geólogos do Petróleo (American Association of Petroleum Geologists - AAPG) e o Congresso Mundial de Petróleo (World Petroleum Congress - WPC) (ZOU et al. 2013a, 2013b, 2013c).

Abdelfattah, Abdelalim e Yassin (2015) igualmente destacam que a diferenciação entre recursos convencionais e não convencionais é flexível; isto é, varia com a época, uma vez que depende dos avanços da capacidade tecnológica e das diretrizes econômicas. Na década de 70, o termo gás não convencional, por exemplo, foi utilizado para classificar os recursos não viáveis economicamente, tanto por falta de tecnologia para exploração, quanto por retornos econômicos marginais.

Com a adoção do *Natural Gas Policy Act*, em 1978, o conceito de gás não convencional se difundiu com a política norte-americana de estímulo às fontes "alternativas" de energia (FGV, 2019). Assim, Abdelalim e Yassin (2015) consideram que duas perspectivas de classificação seriam bastante importantes para a definição de um recurso não convencional. A primeira seria estritamente econômica e consideraria o balanço entre o que é investido e o retorno, em termos de energia e custos. Já a segunda estaria ligada à necessidade de uma tecnologia especializada para a extração e/ou produção de reservatórios considerados de desenvolvimento mais dispendioso. Abdelfattah, Abdelalim e Yassin (2015) citam que, nesse sentido, as acumulações não seriam significativamente afetadas por influências hidrodinâmicas (depósitos contínuos). A **Tabela 3** apresenta uma

¹⁰ É o processo de extração do óleo da parte orgânica do folhelho, que requer, após a etapa de mineração, o uso de processos térmicos a temperaturas em torno de 500°C (pirólise) para converter o querogênio, presente no estado sólido, em hidrocarbonetos líquidos. Este processo ocorre em reatores chamados de retortas (FGV, 2019; GORGA et al., 2005).

lista com os principais estudos e terminologias utilizadas para os RNCs ao longo da história da indústria petrolífera.

A questão da baixa permeabilidade (< 1 mD) dos reservatórios não convencionais é, por muitas vezes, mencionada, sendo diretamente associada a questão da necessidade de estimulação dos mesmos para a produção de hidrocarbonetos (DE OLIVEIRA e DA SILVA, 2020). Contudo, vale salientar que há casos como o do gás metano de carvão mineral (*coalbed methane*) no qual as permeabilidades podem ser superiores a 1 mD, como é o caso das bacias San Juan e Powder River (CANDER, 2012). O óleo pesado e as areias betuminosas também são considerados RNCs, e muitos desses estão em reservatórios com permeabilidade superior a 500 mD (CANDER, 2012) – ver (**Figura 3**). Em termos de composição química, contudo, Bocora (2012) destaca não haver diferença significativa suficiente para separar recursos convencionais dos não convencionais. Em resumo, o conceito convencional ou não convencional é fluido e depende não só das características naturais, mas do avanço tecnológico e da demanda por óleo e gás.

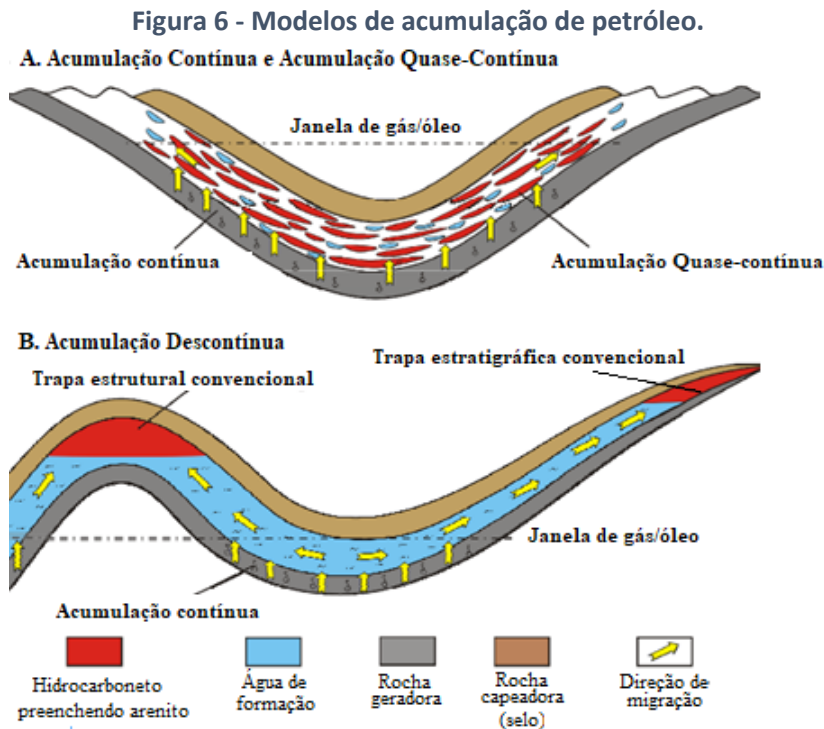
Assim, os RNCs podem ser definidos como aqueles com reservatórios cuja razão de permeabilidade/viscosidade requer o uso de tecnologia para alterar o regime de fluxo no poço, melhorar a permeabilidade da rocha, remover o dano causado pela lama de perfuração, ou reduzir a viscosidade do fluido para produzir hidrocarbonetos a taxas comercialmente competitivas (CANDER, 2012; ZOU et al., 2013a).

Para Zhao et al. (2015) as acumulações de hidrocarbonetos, apesar de serem agrupadas em convencionais (descontínuas) e não convencionais (contínuas) (SCHMOKER, 1995, 2002; SCHENK, 2002, 2005), no que diz respeito às acumulações derivadas de uma mesma cozinha de geração, estes dois tipos de acumulação estão intimamente relacionados. A maioria dos estudos aborda parte do processo, sem considerá-los como um todo e sem a distribuição geral das acumulações. As acumulações de RNCs não são controladas por armadilhas (estruturais, estratigráficas e mistas), e assim, uma classificação com base nas origens da armadilha não é adequada, sendo também inadequada a classificação como “acumulação em uma única armadilha”. Diante disso, Zhao et al. (2015) propuseram uma classificação (**Figura 6**) em que as acumulações de petróleo são agrupadas em acumulações contínuas, *quasi*-contínuas e descontínuas.

A autêntica acumulação contínua ocorre principalmente em rochas geradoras que atuam como reservatório, como por exemplo óleo e gás de folhelho e metano de carvão (ZHAO, 2012). A acumulação *quasi*-contínua ocorre extensa geograficamente, mas não de forma totalmente contínua, no estrato do reservatório, como em formações fechadas (*tight*). Essas acumulações não possuem limites definidos, ou influência hidrodinâmica perceptível, a migração é impulsionada geralmente por fluxo não Darcy, com migração primária ou secundária de curta distância, dificilmente são restringidas por armadilhas, mas principalmente controladas pelas condições da geradora e do reservatório (ZHAO et al., 2012a, 2012b). A acumulação descontínua ocorre principalmente em reservatórios convencionais, onde a distribuição de hidrocarbonetos é discreta, controlada por armadilha (descontínua geograficamente), com migração geralmente por fluxo de Darcy, podendo ser a longas distâncias, e tendo como força motriz a fluviabilidade (ZHAO et al., 2015).

Nesta conceituação, a rocha geradora, primeiro é saturada no momento de geração hidrocarbonetos, formando acumulações contínuas. Com a expulsão e migração é provável que os hidrocarbonetos sejam acumulados em reservatórios fechados (*quasi*-contínuos), mais próximos da rocha geradora. À medida que os reservatórios fechados recebem hidrocarbonetos suficientes, o excesso será migrado para reservatórios convencionais que são comumente mais distantes das rochas geradoras, formando acumulações descontínuas (ZHAO et al., 2015). A **Figura 6** e a **Tabela 4** - Anexos apresentam a comparação entre as acumulações dos tipos contínuas, *quasi*-contínuas e descontínuas.

Em síntese, ao analisar os diversos autores que há décadas se debruçam sobre o tema recursos e reservatórios não convencionais, percebe-se que existem classificações e termos que por vezes se confundem, ou mesmo se complementam. Ora suas definições são baseadas no tipo de rocha, ora por tipo de recurso, sendo, para alguns autores, exclusivamente dependente de tecnologia avançada de extração. Por este fim, faz-se necessário trazer uma definição, adequada aos estudos e trabalhos desenvolvidos por instituições e empresas no setor de óleo e gás natural. Antes disso, os próximos tópicos aprofundarão os tipos de RNCs e os sistemas petrolíferos que os caracterizam.



Fonte: Zhao et al. (2015).

3.1 Principais Tipos de Recursos Não Convencionais

Na categoria de RNCS estão incluídos: óleo extrapesado (*heavy oil*) extraído das areias betuminosas (*tar sands/sand oil*), dos folhelhos ricos em matéria orgânica (*oil shale* ou folhelho¹¹ betuminoso), dos folhelhos oleíferos (*shale oil*) e das formações com baixíssima porosidade/formações fechadas (*tight oil*).

Além desses, enquadram-se na definição o gás metano de carvão mineral (*coalbed methane - CBM*) e de hidratos de metano/hidratos de gás, bem como o gás natural extraído de folhelhos gaseíferos (*shale gas*) e de formações com baixíssima porosidade/formações fechadas (*tight gas*) (CAVA, 2014; SPE, 2007, 2011, 2018) (**Figura 7**). Os principais tipos de acumulações padrões de hidrocarbonetos também são ilustrados por Zou et al. (2013b).

As areias betuminosas (*oil sands* - arenitos oleígenos) são arenitos impregnados de petróleo pesado e extrapesado (*tar sands* ou *bituminous sands*) que pode ser extraído *in situ* por aquecimento ou por processamento pós-mineração (DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013).

O gás de arenitos fechados (*tight gas sands*), correspondem ao gás contido em reservatórios arenosos de baixa permeabilidade. Essas acumulações ocorrem geralmente em arenitos ou siltitos, mas raramente em rochas carbonáticas, e são definidos por baixa permeabilidade e porosidade. O gás ocorre na forma livre, mas a conectividade entre os poros é reduzida e a permeabilidade é muito baixa (0,1 mD ou menos) (CHEW, 2014; DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013). O gás de folhelho pode ser de origem termogênica ou biogênica. O gás de folhelho termogênico se forma diretamente do querogênio¹² termicamente maduro ou do craqueamento de óleo gerado anteriormente. A maioria dos depósitos comerciais de gás de folhelho é considerada de origem

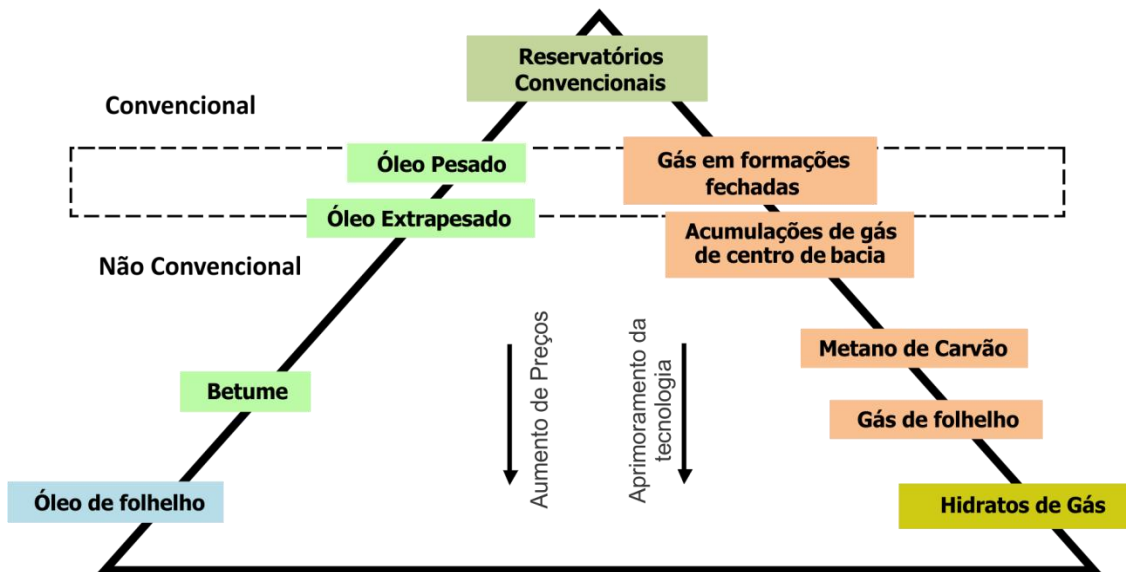
¹¹ Folhelho, a rocha sedimentar mais comum na crosta terrestre, é uma rocha silto-argilosa, de granulometria fina, com permeabilidade extremamente baixa, composta por lama, flocos de minerais argilosos e outros materiais; enquanto o xisto é uma rocha metamórfica. Mas, há uma longa e equivocada tradição brasileira de chamar folhelho (*shale*) de xisto (*schist*), daí se falar muito em gás de xisto (BRANCO, 2014; EIA, 2021).

¹² Querogênio é a fração da matéria orgânica insolúvel em solventes orgânicos e que, a partir dos estágios de maturidade térmica de catagênese e metagênese orgânica, é convertida em petróleo líquido e gasoso (DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013). O querogênio pode ser do tipo I e II formados por algas e bactérias lacustres e marinhas respectivamente e do tipo III formado pela decomposição de vegetais superiores.

termogênica. O gás de folhelho biogênico é encontrado no folhelho termicamente imaturo (formações mais rasas) em que o metano tem geração por ação microbiana (CHEW, 2014).

No caso do gás de folhelho, o sistema petrolífero é caracterizado por ser “autocontido” (autônomo, independente) ou “autoalimentado”, pois o gás gerado permanece preso na rocha geradora. Assim, é importante na avaliação de prospecto de gás de folhelho saber as quantidades relativas de gás livre e adsorvido, pois as taxas de produção iniciais serão fortemente influenciadas pelo componente de gás livre. Uma parte significativa do gás é adsorvida por minerais de argila e matéria orgânica, ao passo que o gás livre ocupa todos os espaços vazios dos poros. O gás livre será produzido imediatamente, enquanto o gás adsorvido só será liberado à medida que a pressão diminuir (CHEW, 2014; REIS, 2021).

Figura 7 - Triângulo dos Recursos Petrolíferos.



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

O folhelho oleígeno ou betuminoso (*oil shale*), também conhecido pelo termo *bituminous shale*, designa uma rocha geradora (siliciclástica ou mista) contendo matéria orgânica com predomínio de fragmentos de algas e bactérias (querogênios tipos I e II), em baixo estágio de evolução térmica, que pode gerar óleo por processo de retortagem, como o folhelho da Formação Irati, que aflora na Bacia do Paraná.

O óleo de folhelho (*shale oil*) corresponde ao petróleo que após a geração permanece armazenado na rocha geradora e pode ser produzido diretamente dela (DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013).

Metano de carvão (*Coalbed methane*) ou *coal bed gas* se refere ao gás metano gerado por processo natural de maturação e armazenado na própria camada de carvão. A maior parte do gás liberado durante a mineração de carvão é denominado *Coal-Mine Methane*, distinguível do *Coal-Bed Methane* devido à sua qualidade inferior. O CMM está contaminado com compostos como nitrogênio, dióxido de carbono, hidrocarbonetos pesados ou poeira e exigiria métodos dispendiosos para se converter em uma fonte de energia (CHEW, 2014; DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013).

Os hidratos de gás (*gas hydrates*) são agregados de clatratos cuja estrutura cristalina, formada por moléculas de água no estado sólido, similar à do gelo, tem capacidade para trapear gás, principalmente o metano (> 99%), predominantemente de origem biogênica. As estruturas dos clatratos são estáveis sob baixa temperatura e alta pressão, sendo formadas abaixo do assoalho oceânico, em fisiografia de talude e bacia, e em permafrost (solo congelado) de região polar (CHEW, 2014; DE ARAÚJO e PENTEADO, 2013).

A **Figura 8** resume as principais definições, características e critérios de classificação para cada tipo de recurso não convencional de Zou et al. (2013b) e a **Tabela 6**: – Anexos, foi compilada principalmente dos autores Niu e Jiang (2013), Wang et al. (2016) e Zou et al. (2013c), com base nos Padrões Nacionais Chineses

e os padrões da indústria de petróleo e gás da China, e de agências e empresas internacionais de petróleo. Algumas informações foram complementadas com base nos trabalhos de EPE (2012), EPE (2013a), EPE (2019b) e Silva e Brião (2019).

Figura 8 - Recursos de hidrocarbonetos, tipos e padrões de acumulação.

Tipos de recursos hidrocarbonetos			Estado da acumulação	Mecanismo de migração	Padrão de Acumulação	Proporção de recurso		
Estrutural				Migração secundária por flutuabilidade por longas distâncias	Trapa convencional	20% ±		
Litológica / Estratigráfica								
Óleo e gás não convencional	Não contínuo	Areia oleífera + Óleo pesado		Migração secundária por difusão por curtas distâncias	Reservatórios não convencionais	80% ±		
		Reservatório ígneo						
		Reservatórios carbonáticos fraturados						
	Contínuo	Óleo em formação fechada					Migração primária por difusão	
		Óleo de folhelho						
		Gás em formação fechada		Retido localmente				
		Metano de carvão						
		Gás de folhelho						

Fonte: Adaptado de Zou et al. (2013b).

Alguns autores definem outros reservatórios de hidrocarbonetos como não convencionais sob o ponto de vista das tecnologias e risco na exploração e produção (EPE, 2013a; CAMPBELL, 2006; SCHUMANN e VOSSOUGH, 2012; WCI, 2007). Estes critérios não são amplamente aceitos e são caracterizados por: i) óleo de carvão (*oil from coal*); ii) óleo e gás em regiões polares; iii) metano dissolvido; iv) gás profundo (*deep gas*); e v) zonas geopressurizadas.

O óleo de carvão é obtido pela liquefação do carvão (CTL – *coal to liquids*), por liquefação direta e indireta. Na primeira, dissolve-se o carvão num solvente, sob alta temperatura e pressão; o processo é altamente eficiente, porém os produtos líquidos resultantes carecem de posterior refinamento para chegar a combustíveis de boa qualidade. Na liquefação indireta gaseifica-se o carvão, objetivando a formação de uma mistura de hidrogênio e monóxido de carbono – o chamado *syngas*. O *syngas* é então condensado, usando-se um catalisador (à base de cobalto) – é o chamado processo “Fischer-Tropsch”, para produzir combustíveis limpos de alta qualidade (EPE, 2013a). O único país que produz óleo de carvão é a África do Sul desde 1955 (WCI, 2007). Esta técnica foi desenvolvida na Alemanha durante as duas guerras mundiais, para suprimento como fonte de combustível.

As regiões polares são consideradas ambientes hostis e, por consequência, relativamente inexploradas; entretanto, o potencial dessa região é considerável: muitas descobertas têm ocorrido nas Ilhas Árticas do Canadá e no Delta do Mackenzie e campos no Mar de Barents, na Noruega, e no norte do Alasca já estão em produção.

O gás natural em grandes profundidades (*Deep Gas*) é considerado um recurso não convencional devido aos custos de extração. Os gases ocorrem acima de 4.500 m de profundidade e apesar da evolução na tecnologia, as condições atuais não tornam este recurso preferível a outros recursos convencionais e não convencionais (SCHUMANN e VOSSOUGH, 2012).

As zonas geopressurizadas são formações nas quais o gás natural está muito profundo e sob extrema pressão. Ocorrem quando camadas de argila contendo gás são compactadas acima de camadas com rochas mais porosas, como areia ou silte. A compressão da argila faz com que o gás penetre nos materiais absorventes abaixo, e, como essa argila foi comprimida rapidamente, o gás está sob alta pressão (SCHUMANN e VOSSOUGH, 2012). Muitas complicações surgem na extração de gás em zonas geopressurizadas, pois as formações estão entre 3.000 e 8.000 m abaixo da superfície sob alta pressão. Entretanto, essas formações podem conter metano variando de 5.000 a 49.000 Tcf (SCHUMANN e VOSSOUGH, 2012).

3.2 Principais Técnicas de Estimulação em Reservatórios Convencionais e Não Convencionais

As técnicas de estimulação de poços, podem ser divididas em três categorias distintas (**Tabela 2**), com base em critérios operacionais objetivos, notadamente o volume de fluido injetado, a pressão relativa à pressão de fratura da formação e a geometria das fraturas geradas.

A **Estimulação Matricial (EM ou *matrix acidizing*)** consiste na injeção de fluido — tipicamente ácido clorídrico (HCl 15–28%) — em volume inferior a 50 m³ e a pressão abaixo da pressão de fratura da rocha, sem utilização de propante, promovendo a dissolução de obstruções e a remoção de dano de formação na região próximo ao poço; não é regulada especificamente pela Resolução ANP nº 21/2014, uma vez que esta se dirige exclusivamente a operações em reservatórios não convencionais com volumes superiores a 3.000 m³.

O **Fraturamento Hidráulico Convencional (FHC)** opera com volumes entre 50 e 500 m³, a pressão acima da pressão de fratura, gerando de uma a três fraturas que se propagam por 50 a 300 metros na formação, com uso de propante (areia ou cerâmica) em concentrações baixas a moderadas (120–600 kg/m³), tipicamente em poços verticais ou desviados, sendo regulado de forma parcial pela Resolução ANP nº 21/2014.

O **Fraturamento Hidráulico de Alta Vazão (FHAV)** — modalidade indispensável para a viabilização econômica de Reservatórios Não Convencionais (RNCs) — caracteriza-se pela injeção de volumes superiores a 500 m³ por estágio, podendo atingir de 3.000 a 20.000 m³ totais, em poços horizontais longos (1.000–3.000 m de alcance lateral), com múltiplos estágios (10 a 40+) e elevada concentração de propante (600–1.200 kg/m³ ou mais), gerando uma rede extensa de fraturas de 300 a 1.500 m. Esta categoria é integralmente abrangida pela Resolução ANP nº 21/2014, que exige, entre outros requisitos, licença ambiental específica, outorga de recursos hídricos, laudo de laboratório independente acreditado pelo Inmetro para corpos hídricos, caracterização geológica e geomecânica da formação, modelagem da propagação das fraturas e plano de monitoramento da sismicidade induzida.

No âmbito internacional, a norma API HF-1 (*Hydraulic Fracturing Operations — Well Construction and Integrity Guidelines*, 1st ed., 2009) estabelece as melhores práticas para construção e integridade de poços fraturados, com foco na proteção de aquíferos superficiais, enquanto a norma ISO 13503-2:2024 (que substitui a edição de 2006) padroniza os métodos de ensaio para avaliação de propantes utilizados em operações de fraturamento hidráulico e *gravel packing*, abrangendo areia, cerâmica, propantes revestidos com resina e demais materiais. Adicionalmente, o relatório técnico-científico do JRC (Joint Research Centre — European Commission, 2014) sobre gás não convencional fornece uma referência internacional para a avaliação de riscos ambientais e de segurança associados ao fraturamento hidráulico de alta vazão.

A Resolução ANP nº 21/2014, embora anterior à harmonização terminológica ora proposta, já estabelecia um limiar de volume (>3.000 m³ totais) como critério para definir operações de fraturamento em RNCs, o que é coerente com a classificação tripartite — uma vez que volumes dessa magnitude se situam integralmente na categoria de FHAV (>500 m³/estágio). A adoção dessa classificação padronizada como linguagem comum entre órgãos reguladores (ANP, IBAMA, órgãos estaduais de meio ambiente), operadoras e sociedade civil é condição necessária para eliminar a ambiguidade terminológica que tem gerado insegurança jurídica e moratórias estaduais baseadas em interpretações equivocadas.

Tabela 2: Classificação Padronizada das Técnicas de Estimulação de Poços (Proposta).

Parâmetro	EM	FHC	FHAV
-----------	----	-----	------

Pressão de injeção	Abaixo da pressão de fratura (sub-fratura)	Acima da pressão de fratura (1-3 fraturas)	Alta, controlada por estágio (10-40+ fraturas)
Volume de fluido	< 50 m ³	50-500 m ³	> 500 m ³ /estágio (total 3.000-20.000 m ³)
Tipo de fluido	Ácido (HCl 15-28%)	Gel linear / fluido <i>crosslinkado</i>	<i>Slickwater</i> / gel híbrido / espuma
Concentração de propante	N/A — sem propante	Baixa a moderada (120-600 kg/m ³)	Alta (600-1.200+ kg/m ³)
Permeabilidade mínima da rocha	Qualquer permeabilidade (remove dano)	0,1-10 mD	< 0,1 mD (< 0,001 mD para shale)
Extensão da fratura	< 10 m (dissolução)	50-300 m (fratura simples ou dupla)	300-1.500 m (rede multistágio)
Tipo de poço	Vertical / desviado		
Nº de estágios	1	Vertical / desviado	Horizontal (1.000-3.000 m de alcance)
Duração da operação	Horas (4-12 h)	1-3	10-40+
Aplicação típica	Remoção de dano de formação / incrustação	1-2 dias	3-10 dias
Marco regulatório ANP	Não regulado especificamente pela Res. ANP 21/2014	Reservatórios convencionais de baixa permeabilidade	RNCs
Exigências ANP específicas	Não se aplica (licenciamento ambiental padrão)	Res. ANP 21/2014 (parcial: critérios gerais)	Res. ANP 21/2014 (integral: todos os requisitos aplicam-se)
Normas internacionais de referência	API RP 67 (explosivos, segurança operacional)	Licença ambiental + outorga hídrica + laudo Inmetro	Idem anteriores + modelagem fratura + caracterização geomecânica + monitoramento microsísmico + plano de contingência
Risco sísmico associado	Desprezível	API HF-1; ISO 13503-2:2024 (propantes)	API HF-1; ISO 13503-2:2024; JRC (2014)
Inserção no Poço Transparente	Fora do escopo do programa	Baixo (raramente detectável)	Moderado (exige rede sismográfica local)

Fonte: compilação própria a partir de: API (2019), ANP (2014), CCST/BLM (2016); JRC (2014).

4. Considerações sobre Sistemas Petrolíferos: Convencionais, de Geradora, Fechados e Atípicos

Conforme Zhao et al. (2019), os sistemas petrolíferos podem ser classificados em três tipos básicos, considerando o tipo e a qualidade do reservatório, bem como os processos de migração e acumulação: i) Sistema Petrolífero de Rocha Geradora (SPRG)- *source-rock petroleum systems* (SPS); ii) Sistema Petrolífero de Formação Fechada (SPFF) - *tight petroleum systems* (TPS); e Sistema Petrolífero Convencional (SPC) - *conventional petroleum systems* (CPS). No SPS predominam as acumulações contínuas de hidrocarbonetos (óleo/gás de folhelho e metano de carvão). O TPS é dominado por acumulações *quasi*-contínuas, mas acumulações descontínuas às vezes são significativas. No CPS, no entanto, são predominantes acumulações descontínuas ou acumulações controladas por armadilhas convencionais.

Todos os elementos e processos essenciais são indispensáveis para o Sistema Petrolífero Convencional (SPC), sendo a distribuição de hidrocarbonetos controlada por múltiplos fatores. As migrações primária e secundária são comumente necessárias, e a migração secundária pode ocorrer em longas distâncias e impulsionada pela flutuabilidade. O Sistema Petrolífero de Formação Fechada (SPFFTPS) é dominado pela migração primária e secundária de curta distância, e a força motriz dominante para a migração secundária é a sobrepressão em vez da flutuabilidade. A ocorrência de acumulações de petróleo é controlada por fatores como rochas geradoras efetivas, reservatórios e selos. Finalmente, no Sistema Petrolífero de Rocha Geradora (SPRG), com acumulação predominantemente *in situ*, a geração, armazenamento e selo são os fatores mais importantes. Neste caso, a migração e a presença de armadilhas têm importância limitada. No Sistema Petrolífero de Rocha Geradora (SPRG), o enriquecimento de hidrocarbonetos é controlado, principalmente, pelos atributos da rocha geradora, qualidades do reservatório e condições de selo.

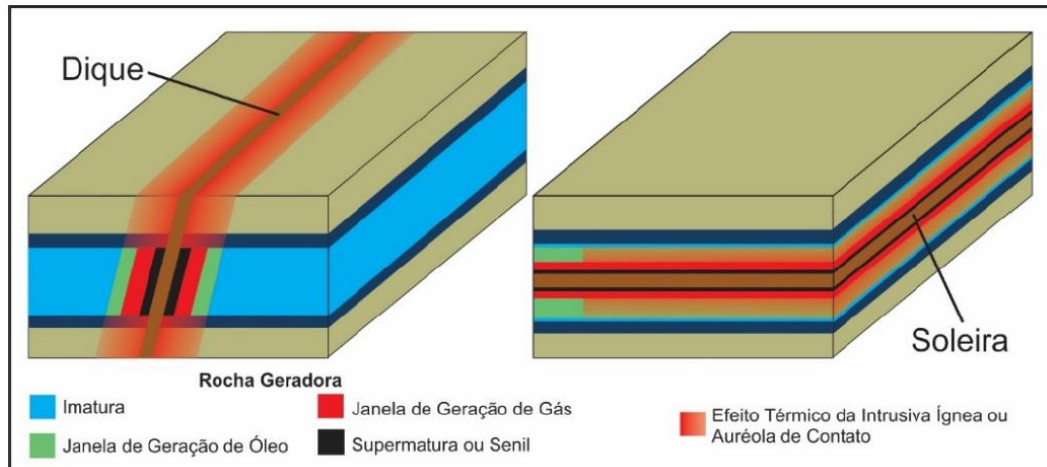
Ainda segundo Zhao et al. (2019), os três sistemas podem coexistir, ou ocorrerem próximos, como observado na Bacia de Ordos, a Bacia de Songliao e a Bacia da Baía de Bohai na China e a Bacia de Fort Worth, a Bacia de Piceance e a Bacia de San Juan nos EUA.

Segundo Magoon e Dow (1994), sistemas petrolíferos atípicos são definidos por não ter a subsidência e soterramento como processos de geração de hidrocarbonetos. Nos sistemas atípicos o calor envolvido na maturação e/ou geração de óleo e gás nos horizontes geradores advém das intrusões ígneas. Na geração atípica, as intrusões ígneas (soleiras e diques de diabásio¹³) transferem calor e permitem sua dispersão pela rocha encaixante, resultando na maturação e geração de hidrocarbonetos (ABELHA et al., 2018; ANP, 2018; CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019; FERNANDES, 2011; MIRANDA, 2014; RODRIGUES et al., 2016;).

As auréolas de contato (**Figura 9**) interferem no volume de petróleo gerado e a existência de múltiplas soleiras são muito importantes podendo potencializar o efeito térmico na rocha encaixante gerando até 30% mais hidrocarboneto, quando comparada a uma única soleira com espessura semelhante ao somatório das múltiplas (CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019). Os fluidos circulam livremente na região acima da soleira, percorrendo uma distância maior do que na porção inferior da encaixante, funcionando como uma armadilha e impedindo esta dinâmica (CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019).

¹³ Soleiras e diques são os modelos de intrusões ígneas mais comuns e assim denominadas de acordo com a relação concordante ou não com o acamamento das rochas sedimentares (CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019).

Figura 9 - Dimensionamento da janela de geração de óleo e gás com de acordo com a auréola de contato gerada pela intrusão ígnea de dique e soleira.



Fonte: Adaptado de Cioccarri e Mizusaki (2019).

Rodrigues (1995) utilizou o termo geração não convencional para explicar o modelo de geração de hidrocarbonetos para a Bacia do Parnaíba. Um sistema de geração atípica poderá ter reservatórios convencionais ou não convencionais associados. O hidrocarboneto gerado de forma não convencional migrou dos folhelhos da Formação Pimenteiras para os arenitos (reservatórios convencionais) das formações Poti, Cabeças e Piauí (em ordem de importância). Estes hidrocarbonetos estão subjacentes a trapas de soleiras de diabásio, e soleiras de basalto ou camadas de evaporitos (anidrita); e reservatórios não convencionais nos próprios folhelhos da Formação Pimenteiras, onde o hidrocarboneto (principalmente gás), gerados devido ao evento síncrono de tectonismo e atividade ígnea que induziu permeabilidade secundárias em lentes de arenitos fechados (tipo *tight-sands*), que ocorrem dentro do folhelho desta Formação, e nos próprios folhelhos geradores (RODRIGUES; PEREIRA; BERGAMASCHI, 2021; SOUZA FILHO e MOURÃO, 2021).

Este mecanismo de geração também é mencionado na literatura técnica e científica, em outras bacias como as bacias do Paraná, Amazonas e Solimões no Brasil; Neuquén na Argentina; Northwestern na Austrália; Karoo na África do Sul; e Lia-hoe na China (EIRAS e WANDERLEY FILHO, 2003; MIRANDA, 2014). No caso brasileiro, além da Bacia do Parnaíba, os intervalos Devoniano e Permiano da Bacia do Paraná, possuem potencial para sistemas petrolíferos atípicos, pois o soterramento não foi adequado para a evolução térmica e maturação da matéria orgânica, e as intrusões ígneas desempenham papel fundamental no fluxo térmico local ou regional, inserindo as rochas geradoras dentro das janelas de geração de óleo e/ou gás¹⁴ (CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019; MILANI e ZALÁN, 1999; RODRIGUES, 1995).

São reconhecidos nessas bacias, dois grandes eventos magmáticos com idades em torno de 200 Ma e de 130 Ma (**Figura 10**). O magmatismo de 200 Ma se relaciona com o início da abertura do Oceano Atlântico Norte, observado na Bacia do Solimões e denominado de magmatismo Penatecaua. Na Bacia do Parnaíba é representado pela Formação Mosquito e até o momento não foi registrado na Bacia do Paraná (CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019). O magmatismo de 130 Ma, representa o início da abertura continental e consequente formação do Oceano Atlântico Sul, representado na Bacia do Paraná, pela Formação Serra Geral e na Bacia do Parnaíba pela Formação Sardinha (CIOCCARI e MIZUSAKI, 2019).

Ainda existem poucos estudos no Brasil que consideram a influência térmica das intrusões ígneas na geração de hidrocarbonetos (CIOCCARI, 2018; CORRÊA, 2007; MIZUSAKI e THOMAZ FILHO, 2004; MIZUSAKI,

¹⁴ O Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2025) considera que os intervalos silurianos nas bacias do Parnaíba e Paraná tem potencial para sistemas petrolíferos atípicos, embora não seja comprovado. O mesmo ocorre para os intervalos permianos das bacias do Amazonas e Solimões.

THOMAZ FILHO e ROISENBERG, 2008; SOUSA et al., 2008). Cioccarri e Mizusaki (2019) ressaltam que tais avaliações são prejudicadas pela escassez de dados básicos de maturação, como por exemplo, refletância de vitrinita, índice de coloração de esporos e biomarcadores, e que, estudos detalhados de geoquímica orgânica e inorgânica devem ser realizados rotineiramente, auxiliando na identificação da auréola de contato, com objetivo de contribuir na quantificação de rochas geradoras inseridas nas janelas de geração de óleo e gás.

Rodrigues (1995) destaca, que sistemas petrolíferos atípicos não envolvem necessariamente a presença de reservatórios de baixa permeabilidade (reservatórios não convencionais), sendo necessário fazer esta distinção de conceitos, devido as implicações relacionadas as legislações ambientais (RODRIGUES; PEREIRA; BERGAMASCHI, 2021).

Portanto, podemos ter um sistema petrolífero com geração convencional por soterramento ou atípica, com o efeito das intrusões, e, ainda assim conter reservatórios convencionais, com acumulações descontínuas, por meio de migração a curtas e longas distâncias. Neste caso, as diferenças estão apenas na forma de geração. Por outro lado, é possível que em um sistema petrolífero com geração por soterramento, parte do hidrocarboneto não tenha migrado, ou tenha migrado para formações fechadas, constituindo reservatórios não convencionais, e, que, uma fração desses hidrocarbonetos migrem para reservatórios com boa permo-porosidade, em acumulações descontínuas, ou convencionais.

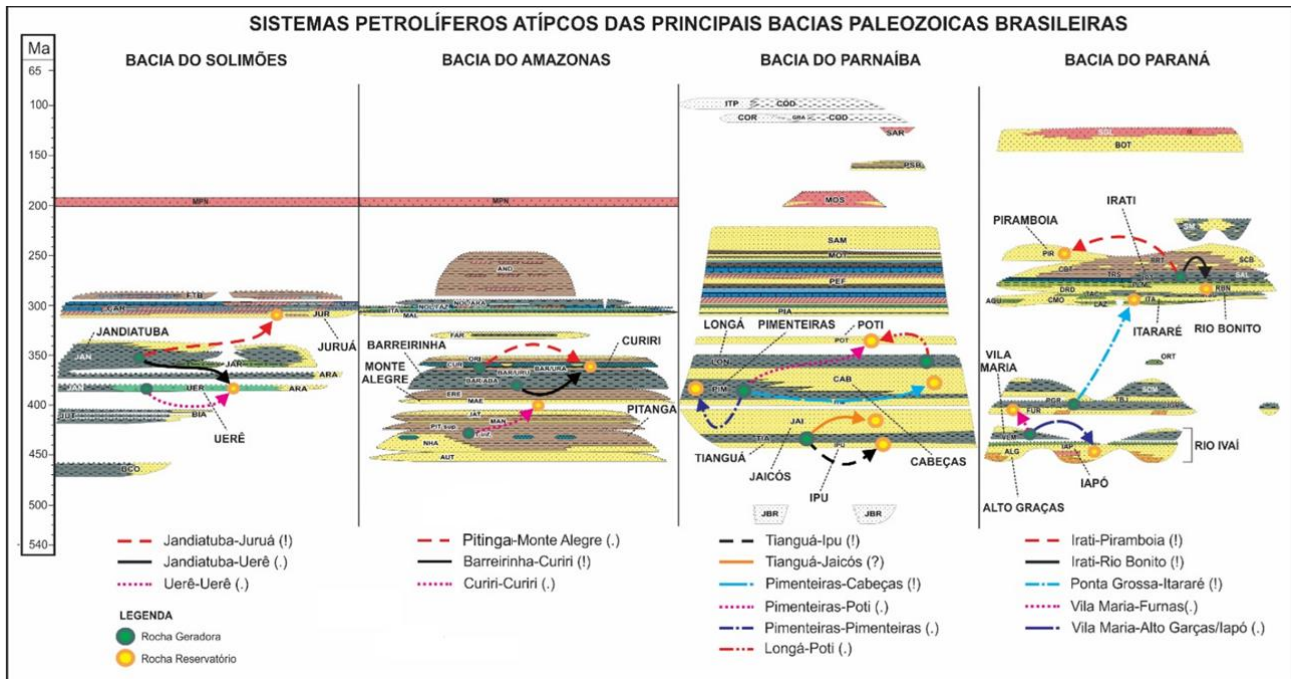
Buscando sintetizar as informações dos parágrafos acima, considerando apenas a geração de hidrocarbonetos, os sistemas petrolíferos podem ser classificados em:

- Sistemas Petrolíferos Convencionais (SPC), nos quais o soterramento é suficiente para craquear a matéria orgânica presente nas rochas geradoras e gerar hidrocarbonetos (p.e. Bacias brasileiras *offshore* – acumulações descontínuas);
- Sistemas Petrolíferos Atípicos (SPA), nos quais a geração é propiciada pelo efeito térmico de intrusões ígneas, em especial nas bacias onde houve pouco soterramento (p.e. Bacia do Parnaíba; Bacia dos Solimões – acumulações *quasi*-contínuas e/ou contínuas);

Analisando as características geológicas dos reservatórios componentes de um *play* petrolífero, e os processos relacionados à migração, acumulação e preservação de hidrocarbonetos, os sistemas petrolíferos, podem ser classificados em:

- Sistemas Petrolíferos Convencionais, os quais precisam que múltiplos elementos e processos interdependentes ocorram para a formação da acumulação. A migração pode ocorrer a grandes distâncias, impulsionada pela flutuabilidade. Os reservatórios ocorrem de forma descontínua, e localmente restritos. Além disto, os parâmetros petrofísicos precisam ser adequados, para que possa ser produzido amplamente por métodos simples de recuperação (p.e. Bacia de Campos; Bacia do Recôncavo, entre outras);
- Sistemas Petrolíferos Não Convencionais, que podem ser subdivididos em, segundo alguns autores, em Sistemas de Formação Fechada (SPFF), com acumulações do tipo *quasi*-contínua (p.e. Bacia do São Francisco; Bacia dos Parecis) e Sistemas de Rocha Geradora (SPRG), com acumulações do tipo contínua (p.e. Formação Candeias na Bacia do Recôncavo). Nesses reservatórios há grande dificuldade de colocar os hidrocarbonetos em produção, sendo o petróleo muito viscoso, ou não tendo a rocha boas características permo-porosas. Neste sentido o hidrocarboneto acumulado é extraído por processos complexos de recuperação, tecnologia avançada, como é o caso da estimulação pelo fraturamento hidráulico e uso de múltiplos poços horizontais.

Figura 10 - Sistemas petrolíferos atípicos das principais bacias paleozoicas brasileiras (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná).



Fonte: modificado de Milani et al. (2007) por Cioccarri e Mizusaki (2019).

5. Proposta de Definição e Terminologias Padrões para Recursos e Reservatórios Não Convencionais

Após considerar os conceitos presentes na extensa bibliografia consultada, é necessário que se chegue a um denominador comum, quanto a terminologia e classificação de Sistemas Petrolíferos, e consequentemente dos reservatórios em função de diferentes características geológicas, de gênese, petrofísica e de tecnologia de produção, com foco no caso brasileiro.

Para tanto, o corpo de geocientistas e analistas de pesquisa energética da equipe de Exploração e Produção da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em conjunto com geólogos pesquisadores da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), após analisarem criticamente definições e terminologias amplamente aceitas em publicações técnica e científicas, apontam nesta nota técnica, o que consideram Recursos provenientes de Reservatórios Não Convencionais.

A primeira conclusão que se destaca com relação às terminologias é sobre os tipos de RNCs e os depósitos associados a estes. Esses recursos no geral constituem acumulações não convencionais, ou seja, são recursos que não foram produzidos pelo soterramento natural de uma rocha geradora, como os hidratos de gás, o metano de carvão, ou ainda provêm de reservatórios não convencionais de óleo e gás natural, ou seja, reservatórios que possuem baixa permeabilidade, ou que se faz necessário ter alguma ação indutora para sua produção.

Delimita-se neste trabalho, que as definições, terminologias e classificações são dadas prevalentemente em função das características geológicas dos reservatórios, analogamente como Magoon e Dow (1994) operacionalizaram a clássica definição de *Play* Exploratório na década de 90. Esta abordagem se torna conveniente, em função das características e processos geológicos que formaram esses reservatórios, e não por tecnologias e economicidade que podem variar ao longo do tempo para todos os tipos de recursos naturais explorados. Observa-se, no entanto, que o uso de distintas tecnologias é uma consequência da ocorrência desses processos geológicos.

Neste sentido, classificações como a de Campbell (2006) que misturam conceitos geológicos e de refino não seriam apropriados para a uniformização do entendimento. Este autor classifica, por exemplo: óleo e gás em águas profundas; óleo e gás das regiões polares; líquidos de gás natural produzidos em Plantas de Processamento de Gás Natural (UPGN) como RNCs, mas estes nem sempre foram explorados de reservatórios não convencionais.

Também não é conveniente classificar os recursos apenas em função dos tipos de geração, pois os hidrocarbonetos podem ficar retidos na geradora (um tipo de reservatório não convencional), ou migrar e acumular tanto em reservatórios convencionais como não convencionais.

Neste rol, têm-se diversas classificações que são erroneamente atribuídas aos reservatórios não convencionais, tais como:

- Reservatórios Convencionais com Baixa Permeabilidade: erroneamente assim classificados, visto que alguns reservatórios convencionais podem ter baixa permeabilidade, mas isso não os torna não convencionais, sendo a distinção relacionada à necessidade de técnicas de estimulação avançadas para a produção.
- Recursos de Hidrocarbonetos em Águas Profundas/Ultra Profundas: embora a exploração em águas profundas seja tecnicamente desafiadora, esses recursos são geralmente encontrados em reservatórios convencionais e não são classificados como não convencionais. Neste caso também, a extração ou recuperação dos recursos nestes ambientes, associam-se à necessidade de tecnologias específicas.
- Gás Ácido: este contém altas concentrações de CO₂ e H₂S, é um desafio na produção de gás natural, devido à sua corrosividade e toxicidade, mas pode ser encontrado tanto em reservatórios

convencionais quanto não convencionais. O *play* Pré-Sal das Bacias de Campos e Santos, por exemplo, possuem campos de produção com elevados teores em CO₂ em reservatórios convencionais.

- Óleo extrapesado: apesar da dificuldade de extração, se ocorrerem em reservatórios convencionais, não são classificados como RNCs.

Assim, um Reservatório Não Convencional pode ser definido:

Definição: Reservatório Não Convencional é um reservatório de baixa a baixíssima permeabilidade e porosidade, que independe da delimitação por armadilha geológica para a acumulação, que são geralmente pouco afetadas por influências hidrodinâmicas e que, por essas características, necessitam de tecnologia adequada para extração dos hidrocarbonetos (fraturamento ou mineração). Em virtude dos tipos de sistemas que foram formados, os recursos provenientes de reservatórios não convencionais podem ser acumulados na própria geradora (acumulações contínuas) ou em reservatórios próximos (acumulações *quasi-contínuas*).

Alguns critérios são importantes na classificação dos reservatórios não convencionais, como mencionado anteriormente nesta nota, tais como a maturidade, o volume de hidrocarbonetos, conteúdo de argila, de querogênio e potencial de geração. Por este motivo a avaliação dos recursos nestes reservatórios requer uma abordagem multidisciplinar, integrando petrofísica, geoquímica e entre outras análises para compreender a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos nestas formações complexas.

Quanto aos tipos de recursos e reservatórios não convencionais, com ocorrência nas bacias brasileiras, podemos definir:

- Gás de Folhelho (*Shale Gas*): Gás natural encontrado em folhelhos (também em siltitos e margas) em diferentes estágios de maturação térmica, incluindo folhelhos imaturos portadores de gás biogênico. Neste caso, o reservatório não convencional é a rocha geradora, que também tem a função de selo. Dentro da classificação dos sistemas petrolíferos não convencionais, são sistemas de geradora, com acumulações do tipo contínuas. No Brasil, há expectativa para a ocorrência desses recursos nas bacias sedimentares paleozoicas.
- Óleo de Folhelho (*Shale Oil*): Óleo líquido encontrado em folhelhos (também em siltitos e margas) em condições de maturação para óleo. Este reservatório não convencional é a rocha geradora, que também atua como selo. Dentro da classificação dos sistemas petrolíferos não convencionais, são sistemas petrolíferos de geradora, com acumulações do tipo contínuas. No Brasil esses reservatórios não convencionais podem ocorrer nas bacias sedimentares paleozoicas do Paraná e do Parnaíba.
- Folhelho Betuminoso (*Oil Shale*): Rocha rica em matéria orgânica com baixo estágio de maturação térmica que pode gerar óleo após mineração e retortagem. Dentro da classificação dos sistemas petrolíferos não convencionais, são sistemas petrolíferos de geradora, com acumulações do tipo contínuas. No Brasil, a produção de óleo do folhelho betuminoso ocorre na antiga Unidade de Industrialização do Xisto – SIX da Petrobras, atualmente operada pela PX Energy em São Mateus do Sul (PR).
- Gás em Formação Fechada (*Tight Gas Reservoirs*): Gás acumulado em reservatórios de arenitos ou carbonatos, com baixíssimas permo-porosidades. Dentro da classificação dos sistemas petrolíferos não convencionais, são sistemas petrolíferos fechados, com acumulações do tipo *quasi*-contínuas. No Brasil esses recursos são indicados em bacias sedimentares proterozoicas (dos Parecis e do São Francisco), e nas bacias Potiguar e do Recôncavo.
- Óleo em Formação Fechada (*Tight Oil Reservoirs*): Óleo acumulado em reservatórios de arenitos ou carbonatos, com baixíssimas permo-porosidades. Dentro da classificação dos sistemas petrolíferos

não convencionais, são sistemas com acumulações do tipo *quasi*-contínuas. No Brasil, este recurso ocorre nas bacias sedimentares do Parnaíba e do Recôncavo.

- Arenito Oleífero (*Oil Sand/Tar Sand*): Arenitos impregnados de óleo pesado/extrapesado extraído *in-situ* por aquecimento ou processos pós-mineração.
- Metano de Carvão (*Coalbed Methane*): Compreende gás gerado e armazenado em camadas de carvões, com comportamento similar ao *play* de gás de folhelho (geração, reservatório e selo na mesma rocha). Dentro da classificação dos sistemas petrolíferos não convencionais, são sistemas petrolíferos de geradora, com acumulações do tipo contínuas. A ocorrência deste recurso no Brasil é indicada na Bacia do Paraná, na região sul do país.
- Hidrato de Metano (*Gas Hydrates*): Estruturas cristalinas de clatratos, compostas por moléculas de água unidas por ponte de hidrogênio, com capacidade para aprisionar moléculas hidrofóbicas como a do metano, que é trapeado na cavidade desses cristais sólidos fisicamente similares a gelo. Essas estruturas são capazes de trapear 99% metano de origem biogênica, estáveis a baixas temperaturas e altas pressões. No país indica-se a ocorrência de depósitos com este recurso nas bacias de Pelotas e da Foz do Amazonas.

6. Considerações Finais

Este estudo sobre os recursos e reservatórios não convencionais no Brasil revela um quadro de potencial geológico significativo, porém condicionado a desafios estruturantes de natureza técnica, regulatória, ambiental e social. Os principais pontos conclusivos são:

1. Necessidade de harmonização terminológica — A revisão demonstrou que a literatura internacional e os marcos regulatórios brasileiros utilizam terminologias inconsistentes e, por vezes, conflitantes. A ausência de definições operacionais precisas — especialmente quanto ao que diferencia um reservatório convencional de um não convencional e quanto aos tipos de estimulação — gera insegurança jurídica e dificulta a formulação de políticas setoriais. A proposta de padronização apresentada neste trabalho oferece uma base técnica para corrigir essa lacuna, distinguindo com clareza: (i) recursos não convencionais como categoria geológica definida por baixa permeabilidade e acumulação contínua; e (ii) técnicas de estimulação como categoria operacional independentemente do tipo de reservatório.
2. Distinção crítica entre geologia e tecnologia — Um achado central é a desmontagem da equivalência equivocada entre "recurso não convencional" e "fraturamento hidráulico". Nem toda estimulação hidráulica é realizada em reservatórios não convencionais. A confusão conceitual entre essas categorias tem sido a base técnica para moratórias estaduais que, ao proibir genericamente o "fracking", acabam por inibir também a estimulação convencional em reservatórios *onshore*, com prejuízo à produção nacional.
3. Potencial das bacias paleozoicas e sistemas atípicos — As bacias sedimentares do interior brasileiro (Parnaíba, Paraná, Amazonas, Solimões) apresentam sistemas petrolíferos atípicos nos quais intrusões ígneas controlam a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos. Esses sistemas configuram um nicho de oportunidade para a produção *onshore* de gás, com potencial de interiorização do suprimento, redução da dependência de importações e fortalecimento da segurança energética — alinhando-se aos objetivos do Novo Mercado de Gás instituído pela Lei 14.134/2021.
4. Sinergia com CCUS e transição energética — O conhecimento geológico acumulado na caracterização de reservatórios não convencionais é diretamente aplicável ao desenvolvimento de projetos de armazenamento geológico de CO₂. Essa sinergia cria uma trajetória dupla de valor: produção de gás natural com menor intensidade de carbono e desenvolvimento de infraestrutura de descarbonização. A "Curva de Atratividade Energética" apresentada no documento evidencia uma janela de oportunidade entre 2025 e 2035, após a qual a pressão por descarbonização pode tornar projetos de combustíveis fósseis progressivamente inviáveis (*stranded assets*).
5. Licença social e governança ambiental — A experiência internacional demonstra que o desenvolvimento de RNCs depende fundamentalmente de confiança pública, transparência operacional e governança ambiental rigorosa. Iniciativas como o projeto Poço Transparente e a adoção de processos padronizados são pré-requisitos para construir a licença social necessária. Sem isso, o potencial geológico permanece subaproveitado independentemente do arcabouço regulatório.
6. Recomendação de política setorial — Recomenda-se que o arcabouço institucional brasileiro avance em três frentes: (a) adoção formal das definições padronizadas propostas, distinguindo categorias geológicas de técnicas operacionais; (b) revisão das moratórias estaduais à luz da diferenciação técnica entre níveis de estimulação, evitando restrições indiscriminadas; e (c) integração do planejamento de RNCs com as estratégias de CCUS, hidrogênio geológico e transição energética, maximizando o aproveitamento da base de conhecimento geocientífico nacional.

Em síntese, o Brasil possui um patrimônio geológico subexplorado em reservatórios não convencionais, com potencial concreto para reconfigurar o equilíbrio entre oferta e demanda de gás natural, interiorizar o suprimento e criar sinergias com a descarbonização. A materialização desse potencial, contudo, depende de decisões regulatórias tecnicamente fundamentadas, padronização terminológica e construção de licença social — tarefas para as quais esta Nota Técnica oferece a base conceitual de partida.

Referências bibliográficas

- ABELHA, M. **Bacia do Parnaíba**. In: SEMINÁRIO TÉCNICO AMBIENTAL DA 12ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP, 2013, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2013. Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/seminarios.asp. Acesso em: mar. 2019.
- ABDELFATTAH, M. H.; ABDELALIM, A. M.; YASSIN, M. H. A. **Unconventional reservoir: definitions, types and Egypt's potential**. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3846.0880>. Acesso em: mar. 2019.
- ANP — AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 21, de 10 de abril de 2014**. Rio de Janeiro: ANP, 2014. Disponível em: <https://www.anp.gov.br>. Acesso em: mar. 2019.
- ANP — AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Bacia do Parnaíba**. In: SEMINÁRIO TÉCNICO AMBIENTAL DA 15ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP, 2018, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: ANP, 2018. Disponível em: <https://www.anp.gov.br>. Acesso em: mar. 2019.
- BERG, B. **Petroleum engineering 631 — petroleum reservoir description**. Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/presentation/3083/228d2f52914dcccdf032f4aeeb26d6e1fc683.pdf>. Acesso em: mar. 2021.
- BP — BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy 2020**. 68 p. London: BP, 2020. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>. Acesso em: abr. 2021.
- BRASIL MINERAL. **Vale vai aproveitar resíduos em nova fábrica de cimento sustentável**. 03 fev. 2025. Disponível em: <https://brasilmineral.com.br/noticias/vale-vai-aproveitar-residuos-em-nova-fabrica-de-cimento-sustentavel>. Acesso em: set. 2026.
- CAMPBELL, C. J. **The availability of non-conventional oil and gas**. Dublin: ASPO-Ireland, 2006. Disponível em: <https://www.peakoil.ie>. Acesso em: mai. 2007.
- CANDER, H. **What are unconventional resources? A simple definition using viscosity and permeability**. In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2012, Long Beach. Search and Discovery Article #80217. Tulsa: AAPG, 2012. 3 p.
- CARBON TRACKER INITIATIVE. **Uninvestable: are oil and gas companies prepared for the end of the fossil fuel era?** London: Carbon Tracker, 2022. Disponível em: <https://carbontracker.org/reports/uninvestable/>. Acesso em: jan. 2021.
- CARDOSO, G. L. **Discussão sobre a viabilidade de exploração de gás de folhelho na Bacia do Amazonas**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2019. Disponível em: <https://bdm.ufpa.br/items/2b298ca2-0411-4150-8908-d7e7a22d658a>. Acesso em: jan. 2021.
- CARDOSO, G. L. **Avaliação de recursos de gás em folhelho (shale gas) na Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas, e suas perspectivas para a Amazônia**. 2023. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106134/tde-25082023-180530/pt-br.html>. Acesso em: jan. 2021.

CAVA, L. T. **"Gás de xisto" (shale gas)**. Curitiba: MINEROPAR, 2014. Disponível em: <http://www.documentador.pr.gov.br/documentador/pub.do?action=d&uuid=@gtf-escriba-minerop@02e13a15-57c8-41a7-a1cc-8124166370e6>. Acesso em: jan. 2021.

CHEW, K. J. **The future of oil: unconventional fossil fuels**. Philosophical Transactions of the Royal Society A, v. 372, art. 20120324, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1098/RSTA.2012.0324>. Acesso em: mar. 2021.

CIOCCARI, G. M.; MIZUSAKI, A. M. P. **Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras – uma revisão**. Geociências (UNESP), São Paulo, v. 38, n. 2, p. 367-390, 2019. Disponível em: [URL não informada na fonte]. Acesso em: mar. 2019.

CNI — CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Dependência de fertilizantes importados: risco para o agronegócio brasileiro**. Brasília: CNI, 2025. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/portaldaindustria/noticias/media/filer_public/18/b7/18b7cde4-3197-419a-827e-2c98dbebf60a/dependencia_de_fertilizantes_importados.pdf. Acesso em: set. 2026

CORRÊA, L. M. S. A. **Avaliação do efeito térmico das soleiras de diabásio nas rochas geradoras da Formação Irati (Bacia do Paraná, Brasil) através de técnicas de modelagem numérica**. 2007. 96 p. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Acesso em: mar. 2019.

CTMA/PROMINP. **Aproveitamento de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil**. Brasília: MME, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/arquivos/2016/aproveitamento-hidrocarboneto-reserva-2016.pdf>. Acesso em: jan. 2026.

DE ARAÚJO, L. M.; PENTEADO, H. L. B. **Síntese da nomenclatura e conceitos dos principais recursos de petróleo (óleo e gás) não convencional**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2013. 9 p. (Nota Técnica E&P/EXP/GEO/MSP – CT GEO/MSP 040/2013).

DE OLIVEIRA, B. P.; DA SILVA, V. M. **Os riscos do fracking e o papel da arbitragem na resolução de conflitos transfronteiriços no Aquífero Guarani**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2020, Rio de Janeiro. Anais [...]. Rio de Janeiro: IBP, 2020. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/biblioteca/rioolegas>. Acesso em: jan. 2021.

DELOITTE. **The great compression: implications of COVID-19 for the US shale industry**. New York: Deloitte, 2020. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/covid-19-shale-industry.html>. Acesso em: jan. 2026.

EIA — U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Glossary**. Washington, DC: EIA, 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/tools/glossary/>. Acesso em: mar. 2021.

EIRAS, J. F.; WANDERLEY FILHO, J. R. **Sistemas petrolíferos ígneo-sedimentares**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2., 2003, Rio de Janeiro. Anais [...]. Rio de Janeiro: UFRJ, 2003. 6 p. Acesso em: mar. 2021.

ENEVA. **Eneva atinge 37,9 bilhões de m³ em reservas de gás na Bacia do Parnaíba**. 2026. Disponível em: <https://agenciainfra.com/blog/eneva-atinge-379-bilhoes-de-m%C2%B3-em-reservas-de-gas-na-bacia-do-parnaiba/>. Acesso em: set. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás: ciclo 2011-2013**. Brasília: MME/EPE, 2012. 440 p. Anexo B. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes->

[dados-abertos/publicacoes/Zoneamento-Nacional-de-Recursos-de-Oleo-e-Gas-2011-2013](#). Acesso em: jan. 2021.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Recursos não convencionais de gás natural**. Rio de Janeiro: EPE, 2013a. (Nota Técnica Interna EPE-DPG-SPG-Gás-NT-02-2013). Acesso em: jan. 2021.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **A fronteira do não-convencional**. In: SIMPÓSIO LATINO-AMERICANO DE GÁS NÃO CONVENCIONAL, 3., 2013, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: EPE, 2013b. Acesso em: jan. 2021.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Hidratos de metano: aspectos técnicos, econômicos e ambientais**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-305/Nota%20T%C3%A9cnica%20Hidratos%20de%20Metano\[1\].pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-305/Nota%20T%C3%A9cnica%20Hidratos%20de%20Metano[1].pdf). Acesso em: jan. 2023.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Competitividade do gás natural: estudo de caso na indústria de fertilizantes nitrogenados**. Rio de Janeiro: EPE, 2019a. (Informe Técnico EPE/DEA/SEE/001/2020, base 2019). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf. Acesso em: 30 jul. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás: ciclo 2017-2019**. Brasília: MME/EPE, 2019b. 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acesso em: jan. 2021.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Monetização de gás natural onshore no Brasil**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. (Nota Técnica EPE/DPG/SPG/03/2020-REV1). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-487/EPE,%202020%20-%20NT%20Monetiza%C3%A7%C3%A3o%20de%20GN%20onshore%20-%20Rev1.pdf>. Acesso em: 30 jul. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudo regional da porção gaúcha da Bacia do Paraná: potencial de gás na Bacia do Paraná**. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-273/Estudo%20Regional%20da%20Por%C3%A7%C3%A3o%20Gaucha%20da%20Bacia%20do%20Paran%C3%A1_PARTE%201.pdf. Acesso em: set. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Gás natural como matéria-prima para ureia: análise de viabilidade econômica para o mercado brasileiro**. Rio de Janeiro: EPE, 2023. (Informe Técnico; atualização do estudo de 2019). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-772/IT%20Fertilizantes%20nitrogenados%20vf.pdf>. Acesso em: set. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota de esclarecimento: esclarecimentos sobre as atividades de fraturamento hidráulico nas bacias sedimentares brasileiras**. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. (NE-EPE-DPG-SPG-2024-11).

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota de esclarecimento: perguntas sobre fraturamento hidráulico**. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. (NE-EPE-DPG-SPG-2024-16).

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Caderno de estimativas volumétricas da Bacia da Foz do Amazonas — play Limoeiro**. Rio de Janeiro: EPE, 2024c. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-estimativas-volumetricas-da-bacia-da-foz-do-amazonas-play-limoeiro>. Acesso em: set. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Lei do Gás: 5 anos do novo marco legal**. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. (Fact Sheet FS-EPE-DPG-SPG-2026-01). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-966/FS-EPE-DPG-SPG-2026-01-Lei%20do%20G%C3%A1s.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) no Brasil: contribuições para a seleção de áreas de interesse — ciclo 2025**. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. 37 p. (Caderno e sumário executivo). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-e-sumario-executivo-captura-utilizacao-e-armazenamento-de-carbono-ccus-no-brasil-contribuicoes-para-a-selecao-de-areas-de-interesse-ciclo-2025>. Acesso em: jul. 2026.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás: ciclo 2023-2025**. Brasília: MME/EPE, 2026c. 45 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/aberto-o-periodo-para-consulta-publica-do-estudo-zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-ciclo-2023-2025>. Acesso em: jul. 2026.

ESTEVES, H.; SOUZA, M. F. F. de; CASTRO, N. O. de; VILELA, P. C.; CARDOSO, R. A. **Caracterização de recursos não convencionais no Brasil**. In: QUINTELLA, C. O. V.; DELGADO, F. (ed.). O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. p. 17-43. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12). Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em: mar. 2021.

FERNANDES, R. F. **Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba**. 2011. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Acesso em: mar. 2019.

FGV — FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Estado da arte da produção de shale gas**. In: O shale gas à espreita no Brasil: desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2019. p. 17-41. (Cadernos FGV Energia, ano 6, n. 9). Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/web_book_-_cadernofgv_-_shale_gas.pdf. Acesso em: mar. 2021.

FGV — FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional**. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/items/891203bc-8130-476a-a372-17e1e66d337c>. Acesso em: jan. 2026.

GORGA, C. J. P. et al. **Comparação entre o uso de xisto retornado e xisto retornado queimado como carga em pps com diferentes índices de fluidez**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE POLÍMEROS, 8., 2005, Águas de Lindóia. Anais [...]. Águas de Lindóia: ABPol, 2005. 2 p.

HOLDITCH, S. A. et al. **Tight gas sands**. Journal of Petroleum Technology, v. 58, n. 6, p. 86-93, 2006.

IEA — INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Acesso em: jan. 2026.

IPCC — INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate change 2021: the physical science basis**. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate

Change. Cambridge: Cambridge University Press, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1017/9781009157896>. Acesso em: set. 2026.

JIA, C. **Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory.** Petroleum Exploration and Development, v. 44, n. 1, p. 1-10, 2017. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30002-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30002-2). Acesso em: mar. 2021.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. **The petroleum system.** In: MAGOON, L. B.; DOW, W. G. (ed.). The petroleum system: from source to trap. Tulsa: AAPG, 1994. p. 3-24. (AAPG Memoir, 60).

MARASCHIN, A. J.; CUNHA, R. B. da. **Rio Grande do Sul e Santa Catarina.** In: QUINTELLA, C. O. V.; DELGADO, F. (ed.). O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. p. 44-48. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12). Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em: mar. 2021.

MEDINA FILHO, A. L. de; BRENNY, G. M.; SANTOS, J. A. N. dos; FRANCISCO, M. L.; TRANNIN, M. C.; BARROS, M. M.; CHATAIGNIER, R. de S. L. **Estudo de caso sobre os impactos socioambientais positivos causados por uma empresa de geração de energia, de óleo e gás onshore.** Caderno Pedagógico, v. 22, n. 7, e16277, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.54033/cadpedv22n7-128>. Acesso em: set. 2026.

MEGAWHAT. **No gás natural, gargalo de infraestrutura parece ser maior do que o da reinjeção.** 18 ago. 2023. Disponível em: <https://megawhat.uol.com.br/oleo-e-gas/no-gas-natural-gargalo-de-infraestrutura-parece-ser-maior-do-que-o-da-reinjecao/>. Acesso em: set. 2026.

MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. **An outline of the geology and petroleum systems of Paleozoic interior basins of South America.** Episodes, v. 22, n. 3, p. 199-205, 1999.

MIRANDA, F. S. **Pimenteiras shale: characterization of an atypical unconventional petroleum system, Parnaíba Basin, Brazil.** In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, 2014, Istanbul. Search and Discovery Article #10639. Tulsa: AAPG, 2014. 22 p.

MIZUSAKI, A. M. P.; THOMAZ FILHO, A. **O magmatismo pós-paleozoico no Brasil.** In: MANTESSO-NETO, V. et al. Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. 1. ed. São Paulo: Beca, 2004. Cap. 17.

MIZUSAKI, A. M. P.; THOMAZ FILHO, A.; ROISENBERG, A. **Rochas ígneo-básicas das bacias sedimentares brasileiras como potenciais reservatórios de hidrocarbonetos.** In: SIMPÓSIO DE VULCANISMO E AMBIENTES ASSOCIADOS, 4., 2008, Foz do Iguaçu. Anais [...]. Foz do Iguaçu: SBGEO, 2008. 4 p.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório do Subcomitê III — potencial de petróleo e gás onshore: plano de comunicação sobre atividades de exploração e produção de recursos não convencionais (RNCs).** Brasília: MME, 2021.

MME — MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resolução CNPE nº 2, de 9 de fevereiro de 2022: institui o Projeto Poço Transparente.** Brasília: Diário Oficial da União, 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-cnpe-n-2-de-9-de-fevereiro-de-2022-385069989>. Acesso em: jan. 2026.

NIU, J.; JIANG, L. **Heavy oil and bitumen**. In: ZOU, C. et al. *Unconventional petroleum geology*. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, 2013. cap. 9, p. 308-334. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-397162-3.00001-3>. Acesso em: abr. 2021.

NEXO JORNAL. **O potencial e os desafios da captura de carbono no Brasil**. 10 jun. 2026. Disponível em: <https://www.nexojornal.com.br/expresso/2026/06/10/captura-de-carbono-no-brasil-sustentabilidade>. Acesso em: set. 2026.

PARANÁ. **Lei nº 19.878, de 2019: proíbe o uso do fraturamento hidráulico no estado**. Curitiba: Diário Oficial do Estado, 2019. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=379296>. Acesso em: jan. 2026.

PETRI, S. et al. **Código brasileiro de nomenclatura estratigráfica**. Revista Brasileira de Geociências, v. 16, n. 4, p. 370-415, 1986.

PETROBRAS. **Fertilizantes: energia para o campo**. 2025. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/fertilizantes>. Acesso em: set. 2026.

REALTIME1. **Reinjeção de gás natural: quase metade da produção volta para debaixo da terra**. 18 maio 2023. Disponível em: <https://realtime1.com.br/reinjecao-de-gas-natural-quase-metade-da-producao-volta-para-debaixo-da-terra/>. Acesso em: set. 2026.

REIS, H. L. S. **Gás natural**. In: RECURSOS minerais de Minas Gerais. Belo Horizonte: CODEMGE, 2018. p. 1-39. Disponível em: <http://recursomineralmg.codemge.com.br/substancias-minerais/gas-natural/>. Acesso em: mar. 2021.

REIS, H. L. S. **Minas Gerais**. In: QUINTELLA, C. O. V.; DELGADO, F. (ed.). *O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. p. 44-48. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12). Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em: mar. 2021.

RIOS, M. E. de A.; COSTA, A. A. da; CÂMARA, G.; CÂMARA, R.; FIALHO, R. L. L. **Armazenamento geológico de gases: um estudo das tecnologias CCUS e P2G na Bacia do Recôncavo**. In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE (ENGEMA), 25., 2023, São Paulo. Anais eletrônicos [...]. São Paulo: FEA/USP, 2023. Disponível em: <https://engemausp.submissao.com.br/25/anais/arquivos/729.pdf>. Acesso em: set. 2026.

RODRIGUES, F. P.; CIOCCARI, G. M.; MIZUSAKI, A. M. P. **Soleiras ígneas nas formações Irati e Rio Bonito, distribuição espacial e contexto geológico no sudeste do estado de Santa Catarina**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48., 2016, Porto Alegre. Anais [...]. Porto Alegre: SBGEO, 2016.

RODRIGUES, R. **Geoquímica orgânica da Bacia do Parnaíba**. 1995. 225 p. Tese (Doutorado em Geociências) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1995.

RODRIGUES, R.; PEREIRA, E.; BERGAMASCHI, S. **Maranhão e Piauí**. In: QUINTELLA, C. O. V.; DELGADO, F. (ed.). *O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional*. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. p. 44-48. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12). Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em: mar. 2021.

SANTA CATARINA. **Lei nº 17.766, de 2019: proíbe o fraturamento hidráulico no estado.** Florianópolis: Diário Oficial do Estado, 2019. Disponível em: https://leis.alesc.sc.gov.br/html/2019/17766_2019_Lei.html. Acesso em: jan. 2026.

SCHMOKER, J. W. **Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations.** In: GAUTIER, D. L.; DOLTON, G. L.; TAKAHASHI, K. I.; VARNES, K. L. (ed.). 1995 National assessment of United States oil and gas resources — results, methodology, and supporting data. Denver: U.S. Geological Survey, 1995. (Digital Data Series DDS-30, CD-ROM).

SCHMOKER, J. W. **Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems.** AAPG Bulletin, v. 86, n. 11, p. 1993-1999, 2002.

SCHENK, C. J. **Geologic definition and resource assessment of continuous (unconventional) gas accumulations: the U.S. experience.** In: AAPG INTERNATIONAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2002, Cairo. Tulsa: AAPG, 2002. Disponível em: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstract/cairo2002/schenk.htm>. Acesso em: set. 2026.

SCHENK, C. J. **Geologic definition of conventional and continuous accumulations in select U.S. basins: the 2001 approach.** In: AAPG HEDBERG CONFERENCE, 2005, Vail. Tulsa: AAPG, 2005. Disponível em: http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2005hedberg_vail/abstracts/short/schenk.htm. Acesso em: set. 2026.

SCHENK, C. J.; TENNYSON, M. E.; KLETT, T. R.; FINN, T. M.; MERCIER, T. J.; HAWKINS, S. J.; GASWIRTH, S. B.; MARRA, K. R.; BROWNFIELD, M. E.; LE, P. A.; LEATHERS-MILLER, H. M. **Assessment of continuous oil and gas resources of Solimões, Amazonas, and Parnaíba Basin Provinces, Brazil, 2016.** Reston: U.S. Geological Survey, 2017. 2 p. (Fact Sheet 2017-3009). Disponível em: <https://doi.org/10.3133/fs20173009>. Acesso em: set. 2026.

SCHUMANN, J.; VOSSOUGH, S. **Unconventional gas resources in the U.S.A.** AIP Conference Proceedings, v. 1453, p. 301, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/1.4711191>. Acesso em: mar. 2021.

SILVA FILHO, P. S. L.; BRIÃO, F. S. **A exploração de areias betuminosas do Canadá: método utilizado e impactos ambientais.** In: CONGRESSO NACIONAL DE PESQUISA E ENSINO EM CIÊNCIAS, 2019. Anais [...]. 4 p.

SLB — SCHLUMBERGER. **Glossary: unconventional resource.** Houston: SLB, 2021. Disponível em: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/u/unconventional_resource.aspx. Acesso em: mar. 2021.

SOUSA, V. F. C. et al. **Efeitos termais provocados por intrusões básicas cenozoicas em rochas sedimentares da Bacia Potiguar, RN.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48., 2008, Curitiba. Anais [...]. Curitiba: SBGEO, 2008. p. 26-31.

SOUZA FILHO, O. A.; MOURÃO, M. A. A. **Bacia do São Francisco e a Bacia do Parnaíba.** In: QUINTELLA, C. O. V.; DELGADO, F.; SANTOS, E. dos (ed.). O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021. p. 44-48. (Cadernos FGV Energia, ano 8, n. 12). Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/recursos-nao-convencionais-no-brasil-novas-oticas-de-desenvolvimento-regional>. Acesso em: mar. 2021.

SPE; AAPG; SPEE. **Petroleum resources management system.** Washington, DC: IEA, 2007. p. 1-47.

SPE — SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. **Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System.** Richardson: SPE, 2011. Disponível em: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf. Acesso em: dez. 2011.

SPE; WPC; AAPG; SPEE; SEG; SPWLA; EAGE. **Petroleum resources management system — PRMS.** Version 1.01. Richardson: SPE, 2018. p. 1-52. ISBN 978-1-61399-660-7. Acesso em: abr. 2021.

WANG, H. et al. **Assessment of global unconventional oil and gas resources.** Petroleum Exploration and Development, v. 43, n. 6, p. 925-940, 2016. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30111-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30111-2). Acesso em: mar. 2021.

WELSBY, D.; PRICE, J.; PYE, S.; EKINS, P. **Unextractable fossil fuels in a 1.5 °C world.** Nature, v. 597, p. 230-234, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03821-8>.

ZEE MA, Y.; HOLDITCH, S. A. (ed.). **Unconventional oil and gas resources handbook: evaluation and development.** Amsterdam: Gulf Professional/Elsevier, 2016. 126 p.

ZHAO, J. **Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons.** Natural Gas Geoscience, v. 23, n. 2, p. 393-406, 2012.

ZHAO, J. et al. **Quasi-continuous accumulation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin.** Acta Petrolei Sinica, v. 32, supl. 1, p. 37-52, 2012a.

ZHAO, J. et al. **Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oil field formation in the Ordos Basin.** Oil & Gas Geology, v. 33, n. 6, p. 811-827, 2012b.

ZHAO, J. et al. **Petroleum accumulation: from continuous to discontinuous.** Acta Geologica Sinica (English Edition), v. 89, supl., p. 303-306, 2015. Disponível em: <http://www.geojournals.cn/dzxben/ch/index.aspx>. Acesso em: 08 mar. 2021.

ZHAO, J. et al. **The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities.** Petroleum Science, v. 16, p. 229-251, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2>. Acesso em: mar. 2021.

ZOU, C. et al. **Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: on unconventional petroleum geology.** Petroleum Exploration and Development, v. 40, n. 4, p. 413-428, 2013a. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60053-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60053-1). Acesso em: mar. 2021.

ZOU, C. et al. **Introduction.** In: ZOU, C. et al. Unconventional petroleum geology. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, 2013b. cap. 1, p. 1-26. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-397162-3.00001-3>. Acesso em: mar. 2021.

ZOU, C. et al. **Unconventional continuous petroleum accumulation.** In: ZOU, C. et al. Unconventional petroleum geology. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, 2013c. cap. 2, p. 27-60. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/C2011-0-06250-6>. Acesso em: mar. 2021.

ZOU, C.; TAO, S. **Prefácio.** In: ZOU, C. et al. Unconventional petroleum geology. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, 2013. p. iv-ix. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-397162-3.00001-3>. Acesso em: mar. 2021.

Anexos

BOX: Fundamentos da Curva de Atratividade Energética

A **Curva de Atratividade** é um índice estratégico que sintetiza a viabilidade econômica de projetos de óleo e gás sob a ótica da transição energética. Ela não representa um dado geológico estático, mas uma projeção dinâmica que cruza o custo de extração com as restrições climáticas globais.

1. A Lógica Matemática da Atratividade: Matematicamente, a atratividade é definida pela capacidade de um projeto gerar valor, ponderada pelo risco de se tornar um "Ativo Encalhado" (*Stranded Asset*) diante de metas climáticas rigorosas (Cenário Net Zero).

$$\text{Atratividade}(t) = \frac{P_{\text{mercado}}(t) - C_{\text{breakeven}} - T_{\text{carbono}}(t)}{\text{Fator}_{\text{risco}}(t)}$$

- **$P_{\text{mercado}}(t)$:** Preço projetado, que tende a cair conforme a demanda global se retrai. Se a demanda retrai, o preço de equilíbrio tende a convergir para o custo marginal do produtor mais eficiente (geralmente, o Oriente Médio) (IEA, 2021).
- **$C_{\text{breakeven}}$:** Custo total de extração (full-cycle). Para os Recursos Não Convencionais no Brasil, o alvo de competitividade é de USD 35-40/barril. Para os Recursos Não Convencionais (RNCS) no Brasil, estima-se que este custo precise ser inferior a USD 35-40/barril para manter a competitividade frente aos produtores globais de baixo custo (EPE, 2024).
- **$T_{\text{carbono}}(t)$:** Penalidades econômicas sobre emissões (ex: CBAM da União Europeia).
- **$\text{Fator}_{\text{risco}}(t)$:** Denominador crítico que aumenta exponencialmente após 2030, refletindo a probabilidade de o projeto não recuperar o capital investido.

2. O Orçamento de Carbono e o Leilão Global Reverso: Baseado no modelo TIAM-UCL (Welsby et al., 2021), o conceito de "Carbono Não Queimável" estabelece que, para limitar o aquecimento global a 1,5°C, o mundo possui um orçamento finito de emissões. Isso cria uma espécie de "leilão reverso": apenas os projetos com menor custo e menor intensidade de carbono são "alocados" para produção; o restante deve permanecer no solo. Para a América Latina, o modelo é severo devido à logística e custos operacionais, indicando um alto percentual de reservas não extraíveis:

$$\% \text{ Não Extraível}_{\text{AL}} = \frac{\text{Reservas}_{\text{Totais}} - \text{Produção}_{\text{Alocada}}}{\text{Reservas}_{\text{Totais}}} \approx 67\%$$

3. A Janela de Oportunidade (2025–2035): A interpretação da curva revela três fases distintas para o planejamento energético:

- Fase de Máxima Atratividade (Até 2025): Baixo risco de ativos encalhados e infraestrutura consolidada.
- Ponto de Inflexão (2025–2030): Janela crítica para entrada em operação de novos projetos, aproveitando o platô de demanda de gás como combustível de transição.
- Colapso da Atratividade (Pós-2035): O risco (denominador) dispara, tornando novos projetos economicamente inviáveis frente a produtores de baixíssimo custo (como a OPEP).

A sobreposição desses dados gera os três momentos distintos observados na **Figura 1**:

- Fase Ascendente (Hoje - 2025): A atratividade é máxima (90-100 na escala). O risco de stranded asset é baixo, a infraestrutura existe e os preços de mercado cobrem os custos de produção.
- O Pico e Inflexão (2025-2030): É o momento crítico de entrada. Projetos iniciados aqui entram em operação enquanto a demanda de gás ainda é robusta (platô), servindo como combustível de transição.
- Declínio Acentuado (2035+): A atratividade colapsa (cai para < 40). Isso ocorre porque, embora ainda exista alguma demanda residual de gás (Linha Azul), o risco (denominador da fórmula) dispara. Projetos que entram nesta fase têm probabilidade estatística de 60% de se tornarem prejuízo econômico, pois competirão em um mercado encolhido dominado por produtores de custo marginal baixíssimo (OPEP).

A **Curva de Atratividade** demonstra que a viabilidade dos recursos não convencionais no Brasil depende de uma "monetização tempestiva" (PDE 2034). Com o aumento do risco de transição após 2030, a janela para transformar recursos geológicos em riqueza nacional é limitada. Projetos com *breakeven* acima de USD 40/USD ou início tardio enfrentam uma probabilidade de 60% de destruição de valor, reforçando a necessidade de acelerar a exploração e produção para capturar renda petrolífera antes que o valor desses ativos seja erodido pela descarbonização global.

Tabela 3: Evolução dos estudos e terminologias utilizadas para as acumulações petrolíferas contínuas.

País	Terminologia	Autor	Ano	Área de Estudo
China	<i>Coalbed methane</i>	Dai, Jingxing	1986	14 jazidas de carvão e 3 poços de CBM profundos
	<i>Tight sand gas</i>	Xu, Huazheng	1991	Depressão Dongpu
	<i>Deep gas</i>	Jin, Zhijun et al.	1996	Depressão Taibei na Bacia Tuha
	<i>Sourcing contacting gas</i>	Zhang, Jinchuan	2003	Bacias: Ordos, Songliao e Sichuan
	<i>Shale gas</i>	Zhang, Jinchuan	2003	Formação Schuixigou na depressão Turpan, Bacia Tuha
	<i>Deep oil</i>	Hou, Qijun et al.	2006	Sudeste da Bacia Songliao
	<i>Syncline oil</i>	Wu, Heyong	2006	Nordeste da Bacia Songliao
	<i>Continuous petroleum deposits</i>	Zou, Caineng	2009	Bacias sedimentares petrolíferas
Demais países	<i>Seepages</i>	Drake	1859	Pennsylvania
	<i>Open-type petroleum deposits</i>	Welson	1859	-
	CBM	Cervik, Joseph	1934	Bacia San Juan
	<i>Deep gas</i>	Masters, J. A.	1979	Campo de gás Elsworth
	<i>Tight gas</i>	Law, B. E.	1976	Bacias do Oeste dos Estados Unidos
	<i>Basin-centered gas</i>	Rose	1984	Bacia Raton, Estados Unidos
	<i>Continuous gas accumulations</i>	Schmoker, J. W.	1995	Avaliação dos recursos petrolíferos dos Estados Unidos
	<i>Shale gas</i>	Asawaka, Tyler	1995	Avaliação dos recursos petrolíferos dos Estados Unidos

Fonte: Zou et al. (2013c).

Tabela 4: Comparação entre as acumulações do tipo contínuas, *quasi*-contínuas e descontínuas (continua).

Tipo de Acumulação	Acumulação Contínua	Acumulação <i>Quasi</i>-Contínua	Acumulação Descontínua
<i>Representante típico</i>	Gás e óleo de folhelho; metano de carvão.	Gás e óleo em formações fechadas.	Reservatórios convencionais.
<i>Distribuição das acumulações</i>	Extensa e contínua, sem limite definido.	Extensa e <i>quasi</i> -contínua, sem limite definido.	Isolada (discreta), ou em “ <i>clusters</i> ”, limite explícito. Escala grande ou pequena.
<i>Contato gás (óleo) e água</i>	Contato não uniforme entre gás e óleo, e óleo e água. Comportamento de fases complexo (altas pressões/temperaturas).	Contato não uniforme entre gás e óleo, e óleo e água. Comportamento de fases complexo (altas pressões/temperaturas).	Flutuabilidade dominante. Contato uniforme entre gás e óleo, e óleo e água. Comportamento de fases tradicional (PVT).
<i>Tipos de Armadilhas</i>	Não são necessárias.	Principalmente estratigráficas não convencionais, combinadas e dinâmicas.	Estruturais, estratigráficas e mistas.
<i>Reservatório</i>	Reservatórios de baixa permeabilidade (<< 0.1 mD). Média influência da porosidade.		Reservatório convencional (permeabilidade > 0.1 mD). Grande influência da porosidade.
<i>Pressão de reservatório</i>	Pressão anormal; sobrepressão é comum.	Pressão anormal. Sobrepressão e pressão insuficiente são comuns.	A pressão pode ser anormal e normal.
<i>Distribuição dos recursos</i>	É rico, mas em baixa abundância.	É rico, mas principalmente em baixa abundância.	Geralmente menor que o os dois primeiros, mas a abundância pode ser média a alta.
<i>Preenchimento e migração</i>	A migração é insignificante.	Carga generalizada e difundida, e a acumulação é principalmente o resultado da migração primária e migração secundária a curtas distâncias.	A acumulação geralmente é o resultado de migração secundária e ocorre perto ou longe da cozinha de geração.
<i>Dinâmicas de migração</i>	As forças motrizes vêm principalmente de sobrepressão e força de difusão. A fluabilidade é fraca.	As forças motrizes vêm principalmente da sobrepressão e força de difusão. Empuxo é fraco.	A força de migração é principalmente a fluabilidade e a força hidrodinâmica.
<i>Padrão de migração</i>	Fluxo não-Darcy e difusão.	Fluxo não-Darcy e difusão.	Fluxo de Darcy.
<i>Mecanismo de acumulação</i>	A acumulação é controlada pela qualidade da rocha geradora e “ <i>sweet spots</i> ” (pontos ideais).	A acumulação é controlada por armadilhas, “ <i>sweet spots</i> ” (pontos ideais) e forças de migração.	A acumulação é estritamente controlada por armadilhas convencionais.

Tabela 5: Comparação entre as acumulações do tipo contínuas, *quasi*-contínuas e descontínuas (conclusão).

Tipo de Acumulação	Acumulação Contínua	Acumulação <i>Quasi</i>-Contínua	Acumulação Descontínua
<i>Distribuição das rochas geradora e reservatório</i>	As rochas geradoras também servem como reservatórios (reservatórios “autoalimentados”).	Rochas geradoras e reservatórios difundidos e próximos uns dos outros.	Os reservatórios podem estar próximos ou distantes da geradora (fonte externa de hidrocarbonetos).
<i>Condições do reservatório</i>	Inferior.	São altamente heterogêneos e ficam fechados antes ou ao mesmo tempo em que ocorre a carga de hidrocarboneto.	Reservatórios são convencionais.
<i>Localização</i>	Depressões e declives.	Depressões rasas e declives suaves.	Elevações e zonas de dobras falhadas.
<i>Principais fatores de controle</i>	Cozinha de hidrocarboneto e “ <i>sweet spots</i> ” ¹⁵ . Estrutura não é importante e a armadilha é desnecessária.	Cozinha de geração e reservatórios. As estruturas não são importantes, mas a armadilha desempenha algum papel.	Armadilhas indispensáveis.
<i>Tecnologia de Produção</i>	Poços horizontais em bases com múltiplos poços (<i>multi-well pads</i>) e fraturamento em múltiplos estágios. Muitos poços comercializáveis.	Poços horizontais e faturamento.	Poços verticais e fraturas convencionais. Poucos poços comercializáveis.
<i>Desenvolvimento da Produção</i>	Esforço significativo para extração. Tempo de produção limitado. Ciclo de vida de desenvolvimento inicial. Perspectiva orientada pela perfuração.	-	Mínimo esforço para extração. Tempo de produção limitado. Normalmente possui um ciclo de vida de desenvolvimento tardio. Avaliação de todo o prospecto antes da perfuração.

Fonte: Adaptado de Berg (2018), Zhao et al. (2015) e Zou et al. (2013b)

¹⁵ O termo *sweet spot* corresponde à expressão que designa um objetivo, uma área em um play ou um reservatório que representa a melhor produção ou o melhor potencial de produção.

Tabela 6: Diferenças entre os tipos de acumulações não convencionais de óleo e gás. Definições e critérios de classificação de RNCs de óleo e gás (continua).

Características	Óleo Pesado	Areias betuminosas	Gás de Folhelho	CBM	Óleo de Folhelho	Óleo em formação fechada	Gás em formação fechada
<i>Descrição</i>	Óleo bruto de difícil extração na temperatura do reservatório.	Arenito ou outras rochas compostas por composto de asfalto, areia, água, argila e outros minerais.	Gás natural em folhelhos ricos em matéria orgânica no estado livre ou absorvidos.	Gás natural em camada de carvão, adsorvido na superfície dos grãos da matriz de carvão, mas parte do gás existe em estado livre nos poros do carvão ou dissolve-se na água da camada de carvão.	Óleo combustível com alto teor de matéria orgânica.	Óleo que se acumula em arenito e carbonatos fechados, e outros reservatórios.	Gás natural em arenito fechado e outros reservatórios.
<i>Porosidade</i>		25% - 35%	<4% - 6%	Muito menos que 10%.	Muito menos que 10%.	Muito menos que 12%.	Muito menos que 10%.
<i>Permeabilidade ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)</i>			<0.001 - 2×10^{-3}	Muito menos que 1.	Muito menos que 1.	Muito menos que 1.	Muito menos que 1.
<i>Viscosidade (mPa·s)</i>	50-10.000	>10.000					
<i>Pressão de sobrecarga permeabilidade da matriz / $10^{-3} \mu\text{m}^2$</i>			$\leq 0,100$			$\leq 0,200$	$\leq 0,100$
<i>Conteúdo de óleo (%)</i>		10% - 18%			> 3,5		
<i>Poder calorífero ($\text{MJ}\cdot\text{kg}^{-1}$)</i>					> 4,18		
<i>Conteúdo de metano (%)</i>							> 85
<i>Recurso</i>			A abundância de recursos é baixa e as reservas são calculadas com base na produção do poço.				

Tabela 7: Diferenças entre os tipos de acumulações não convencionais de óleo e gás. Definições e critérios de classificação de RNCs de óleo e gás (continuação).

Características	Óleo Pesado	Areias betuminosas	Gás de Folhelho	CBM	Óleo de Folhelho	Óleo em formação fechada	Gás em formação fechada
<i>Configuração dos reservatórios e rochas geradoras</i>	Rochas geradoras, reservatórios, e selos independentes.	Rochas geradoras, reservatórios, e selos independentes.	Rochas geradoras, reservatórios, e os selos são apenas um.	Rochas geradoras, reservatórios, e os selos são apenas um.	Rochas geradoras, reservatórios, e os selos são apenas um.	Reservatórios, e os selos são apenas um.	Reservatórios, e os selos são apenas um.
<i>Armadilhas</i>		Possíveis armadilhas estratigráficas.	Nenhuma definição de armadilha óbvia.				
<i>Tipos de migração do petróleo</i>		Migração a curtas distâncias. Exsudação.	Sem migração ou migração a curta distância dentro da rocha geradora.	Sem migração ou migração a curta distância dentro da rocha geradora.	Sem migração ou migração a curta distância dentro da rocha geradora.	Migração primária ou migração secundária à curtas distâncias.	Migração primária ou migração secundária à curtas distâncias.
<i>Ocorrência</i>		Resulta da exsudação de reservatórios (ineficácia do selo ou erosão). Os hidrocarbonetos escapam para a superfície e passando por processo de degradação.	Difundido em folhelho e gás enriquecido em fraturas.	Fraturas.	Área de fratura.	Poros de Dissolução e área de fratura.	Poros de Dissolução e área de fratura
<i>Infiltração/Percolação</i>			Dessorção, difusão.	Fluxo não-Darcy domina.			

Tabela 8: Diferenças entre os tipos de acumulações não convencionais de óleo e gás. Definições e critérios de classificação de RNCs de óleo e gás (conclusão).

Características	Óleo Pesado	Areias betuminosas	Gás de Folhelho	CBM	Óleo de Folhelho	Óleo em formação fechada	Gás em formação fechada
<i>Fluido</i>	Óleo pesado.	Óleo pesado.	O gás seco domina, gás adsorvido no querogênio e poros, gás livre em fraturas.	O gás adsorvido domina, pequena quantidade de gás livre.	Óleo com maturidade baixa-média.	Óleo com maturidade baixa-média.	A saturação de gás varia muito, a maioria menos de 60 %.
<i>Tecnologia de exploração</i>	Recuperação avançada como injeção de vapor.	Recuperação avançada como injeção de vapor, e, para depósitos mais superficiais, a mineração.	Baixa produção, baixo EOR ¹⁶ , longo período de produção, são necessários poços horizontais e fraturamento.	Baixa produção, baixo EOR, longo período de produção, são necessários poços horizontais e fraturamento.	Baixa produção, são necessários poços horizontais e fraturamento.	Reservatório fechado, baixa produção sem fraturamento, são necessárias tecnologias específicas.	Reservatório fechado, baixa produção sem fraturamento, são necessárias tecnologias específicas.
<i>Exemplos típicos</i>		Areias Betuminosas, Bacia Athabasca, Canadá.	Gás de folhelho do Paleozoico Inferior e Triássico na Bacia de Sichuan; geradoras devonianas das Bacias Paleozoicas Brasileiras.	CBM na Bacia do Qishui; Bacia de Ordos; Permiano da Bacia do Paraná – Formação Rio Bonito.	Óleo de folhelho do Jurássico na parte norte da Bacia de Sichuan; Triássico na Bacia de Ordos.	Óleo em formação fechada (arenito) da Formação Yanchang na Bacia de Ordos; Cretáceo na Bacia de Songliao.	Gás de folhelho na área Sulige da Bacia de Ordos; Gás em arenitos e carbonatos da Bacia do São Francisco (p.e. Formação Bambuí – Proterozoico).

Fonte: Adaptado de EPE (2012, 2013a, 2019), Niu e Jiang (2013), Silva e Brião (2019), Wang et al. (2016) e Zou et al. (2013c).

¹⁶ EOR = enhanced oil recovery (Recuperação avançada de óleo).