

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE - IEE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA - PPGE

GABRIEL LOBATO CARDOSO

**AVALIAÇÃO DE RECURSOS DE GÁS EM FOLHELHO (*SHALE GAS*)
NA FORMAÇÃO BARREIRINHA, BACIA DO AMAZONAS, E SUAS
PERSPECTIVAS PARA A AMAZÔNIA**

SÃO PAULO

2023

GABRIEL LOBATO CARDOSO

AVALIAÇÃO DE RECURSOS DE GÁS EM FOLHELHO (*SHALE GAS*) NA FORMAÇÃO
BARREIRINHA, BACIA DO AMAZONAS, E SUAS PERSPECTIVAS PARA A
AMAZÔNIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Colombo Celso Gaeta Tassinari

Versão Corrigida

SÃO PAULO

2023

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Cardoso, Gabriel Lobato.

Avaliação de recursos de gás em folhelho (Shale Gas) na Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas, e suas perspectivas para a Amazônia. /Gabriel Lobato Cardoso; orientador: Colombo Celso Gaeta Tassinari. – São Paulo, 2023.

143 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural. 2. Folhelho. 3. Recursos energéticos. 4. Barreirinha – Amazônia. I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: CARDOSO, Gabriel Lobato

Título: Avaliação de recursos de gás em folhelho (*Shale Gas*) na Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas, e suas perspectivas para a Amazônia

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 27/06/2023

Banca Examinadora:

Prof. Dr.: Estanislau Luczynski

Instituição: Universidade Federal do Pará (UFPA)

Julgamento: Aprovado

Assinatura: _____

Prof. Dr.: Fabio Taioli

Instituição: Universidade de São Paulo (USP)

Julgamento: Aprovado

Assinatura: _____

Prof. Dr.: Saulo Batista de Oliveira

Instituição: Universidade de São Paulo (USP)

Julgamento: Aprovado

Assinatura: _____

Para aqueles que sonham.

Em memória de Claudomiro Cardoso, meu avô.

AGRADECIMENTOS

À Deus e Seu Filho Jesus.

Ao Instituto de Energia e Ambiente e à Universidade de São Paulo, pelo fundamental apoio ao longo deste Mestrado, sobretudo no decorrer da pandemia de COVID-19.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES), pelo financiamento deste trabalho no âmbito do Programa de Excelência Acadêmica (PROEX).

Ao Prof. Dr. Colombo Tassinari, pela orientação, paciência e amizade, seja no ambiente acadêmico ou na vida pessoal. Agradeço pelos conselhos durante os momentos delicados e para a melhor elaboração possível desta Dissertação. Fico feliz em ser seu orientando.

Ao Prof. Dr. Estanislau Luczynski, pela abertura de caminhos, ainda na graduação, para esta pesquisa, bem como pela amizade construída a partir de boas conversas, algumas pizzas e músicas atemporais. Sem o Sr., nada disso seria possível.

Ao Prof. Dr. Mário Caputo (*in memoriam*), pela disponibilização dos materiais-base para esta pesquisa, acreditando em sua importância, e por toda contribuição às Geociências na Amazônia. Fique certo que ainda há muito chão para percorrer.

À Lorena Trindade, Técnica em Mineração, Graduanda em Geologia e companheira incansável nesta jornada. Obrigado pelo apoio e paciência durante a elaboração das colunas estratigráficas, gráficos e, principalmente, dos mapas, assim como nos dias mais difíceis.

À Dr^a. Aurora Moreira, por acreditar no meu potencial e me incentivar a superar meus dilemas. Alguns ainda permanecem, porém, hoje sei o caminho para resolvê-los (ou tentar).

Aos familiares, de sangue e de coração, que contribuíram ativamente durante as diferentes etapas esta caminhada. Agradeço por me motivarem a não desistir.

“[...] A Amazônia merece não só o atencioso desvelo e a solícitude dos governos, mas a aplicação de toda a energia de que dispomos e de toda a técnica que conseguirmos obter, para [...] encontrar uma interpretação adequada, uma compreensão justa, um modo de agir, a fim de que se possa mover, num longo ritmo criador, o mundo que é esta grande região de nosso país”.

Juscelino Kubitschek
(OLIVEIRA, 1956)

“Jovens equipes de geólogos e geofísicos brasileiros, trabalhando nas piores condições que se possam imaginar [...], acabaram por reverter os prognósticos negativos de seus antecessores. [...] Pouca gente no país sabe o que foi a campanha e epopeia que conduziram à descoberta do petróleo na região ocidental da Amazônia”.

Aziz Ab’Saber
(AB’SABER, 1996)

“Depois, Deus disse a Noé: [...] Faça uma arca de madeira resinosa. Você fará compartimentos na arca e a revestirá de betume por dentro e por fora”.

(Gn 6, 13-14)

RESUMO

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, 143 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Programa de Pós-Graduação em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2023.

Esta Dissertação avalia os recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis de gás em folhelho (*shale gas*) em uma zona prospectiva na Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas, a partir de um método de estimativa de recursos contínuos baseado em técnicas do *U.S. Geological Survey* e da *Texas A&M University*. Este método compreendeu analogias geológicas e geoquímicas entre as unidades de avaliação da Formação Barreirinha (poços 1-SP-1-PA, 2-XUST-1-PA, 2-BCST-1-PA) e sua unidade modelo, o campo *Newark East*, Formação *Barnett*, Bacia *Fort-Worth*, no intuito de validar *sweet spots* no reservatório-alvo para estimativas de gás nos cenários discreto, intermediário e otimista, considerando células de reservatório. As estimativas totais foram de, respectivamente, 1,27, 11,48 e 31,90 TCF. Em seguida, foram investigadas as oportunidades e desafios para o gás em folhelho na Amazônia por meio de um estudo de caso, abordando os eixos econômico, ambiental e de energia. Este estudo indicou oportunidades relacionadas ao aproveitamento do gás em folhelho no setor industrial e na geração termelétrica e desafios quanto ao fraturamento induzido, tanto pelo uso da água quanto pela injeção do propante em subsuperfície. Como sugestão, destacou-se o emprego de tecnologias de injeção de CO₂ supercrítico, da microssímica e do armazenamento geológico de CO₂ para a mitigação de impactos ambientais. Deste modo, as perspectivas discutidas apontam para a possibilidade do emprego do gás em folhelho para o desenvolvimento da Amazônia.

Palavras-chave: Gás em folhelho. Amazônia. Avaliação de recursos. Oportunidades. Desafios.

ABSTRACT

CARDOSO, G. L. **Assessment of shale gas resources in the Barreirinha Formation, Amazonas Basin, and its perspectives for the Amazon.** 2023, 143 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Programa de Pós-Graduação em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2023.

This Masters dissertation assesses the technically recoverable prospective resources of shale gas in a prospective zone in the Barreirinha Formation, Amazonas Basin, using a continuous resource estimation method based on techniques from the U.S. Geological Survey and Texas A&M University. This method comprised geological and geochemical analogies between the assessment units of the Barreirinha Formation (wells 1-SP-1-PA, 2-XUST-1-PA, 2-BCST-1-PA) and its model unit, the Newark East field, Barnett Shale, Fort-Worth Basin, in order to validate sweet spots in the target reservoir for gas estimates in discrete, intermediate and optimistic scenarios, considering reservoir cells. The total estimates were, respectively, 1.27, 11.48 and 31.90 TCF. Then, the opportunities and challenges for shale gas in the Amazon were investigated through a case study, addressing the economic, environmental and energy axes. This study indicated opportunities related to the use of shale gas in the industrial sector and in thermoelectric generation and challenges related to induced fracturing, both by the use of water and by the injection of proppant in the subsurface. As a suggestion, the use of supercritical CO₂ injection technologies, microseismic and geological storage of CO₂ to mitigate environmental impacts was highlighted. Thus, the perspectives discussed point to the possibility of using shale gas for the development of the Amazon.

Key-words: Shale gas. Amazon. Assessment of resources. Opportunities. Challenges.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Fig. 1: demanda global estimada de combustíveis fósseis para diversos setores entre 2020 e 2030, conforme os cenários da IEA.....	18
Fig. 2: pirâmide dos recursos convencionais e não convencionais de acordo com o volume de recursos e aspectos econômicos e tecnológicos	19
Fig. 3: indicativos de potencial para GNCC em bacias <i>onshore</i> brasileiras e de fatores de riscos exploratório e tecnológico	20
Fig. 4: potencial <i>play</i> para gás em folhelho na Bacia do Amazonas, correspondente a extensão da Formação Barreirinha	21
Fig. 5: fluxo para a classificação de recursos, reservas e da maturidade de projetos petrolíferos. As classificações referentes à Formação Barreirinha encontram-se na porção inferior.....	23
Fig. 6: distribuição das isópacas da Formação Barreirinha e de poços na Bacia do Amazonas. No intervalo destacado em verde, a zona prospectiva para gás em folhelho	25
Fig. 7: amostra de folhelho negro. Destaca-se, visto em plano, o agrupamento de camadas paralelas entre si	29
Fig. 8: esquema simplificado de um ambiente geológico com reservatórios convencionais e contínuos.....	30
Fig. 9: destacados, em vermelho, os valores de $R_o\%$ de diferentes campos de gás em folhelho dos EUA	30
Fig. 10: caracterização sísmica de um reservatório contínuo com a distinção entre diferentes zonas fraturadas	31
Fig. 11: infográfico com as principais etapas do fraturamento hidráulico.....	32
Fig. 12: mapa-múndi destacando os vinte países com as maiores estimativas de recursos de gás em folhelho	33
Fig. 13: principais <i>plays</i> norte-americanos de gás em folhelho	34
Fig. 14: projeções pós-pandemia da produção de gás em folhelho por <i>play</i> nos EUA.....	35
Fig. 15: seis maiores bacias chinesas para gás em folhelho avaliadas pelo USGS. Em laranja, a Bacia Sichuan	36
Fig. 16: localização e janelas para gás em folhelho na Formação <i>Vaca Muerta</i>	37
Fig. 17: <i>plays</i> brasileiros para gás em folhelho	38
Fig. 18: descrição do potencial da Bacia do Paraná.....	39
Fig. 19: localização dos 11 blocos licitados e repercussões após a 12ª Rodada da ANP	40

Fig. 20: parâmetros de reservatório acoplados ao BASIN	42
Fig. 21: interface de comparação entre diferentes formações no FAST, considerando a base de dados do BASIN	42
Fig. 22: exemplo de um conjunto de células de reservatório virtuais dispostas em malha, compondo uma acumulação contínua genérica	44
Fig. 23: bacias brasileiras analisadas pelo USGS e suas respectivas unidades de avaliação para óleo e gás não convencionais.....	45
Fig. 24: distribuição espacial das expectativas para óleo e gás convencionais na Bacia do Amazonas; nota-se a predominância da possível ocorrência de gás natural	47
Fig. 25: área prospectiva para gás seco e úmido/condensado em folhelho na Formação Jandiatuba, Bacia do Solimões	48
Fig. 26: probabilidade de descoberta de recursos na Bacia do Pará-Maranhão, com maiores chances entre 1.500 e 3.000 m de profundidade.....	49
Fig. 27: potencial <i>play</i> para hidratos de metano na Bacia da Foz do Amazonas	49
Fig. 28: primeiro poço para a pesquisa petrolífera na Amazônia, na Bacia do Amazonas, datado de 1917	50
Fig. 29: Província Petrolífera do Rio Urucu, em meio a Hileia Amazônica.....	51
Fig. 30: localização dos blocos Anebá e Juruá, bacias do Amazonas e do Solimões, respectivamente	52
Fig. 31: blocos na Bacia do Amazonas para o Terceiro Ciclo da OP. Destaca-se o bloco AM-T-114, no setor SAM-L, dada a sua relativa proximidade com a zona prospectiva de GF.....	53
Fig. 32: contexto geológico da Bacia do Amazonas	54
Fig. 33: eixo de sinéclise da Bacia do Amazonas, mapeado a partir de anomalias gravimétricas positivas do substrato cristalino.....	55
Fig. 34: arcabouço estrutural simplificado da Bacia do Amazonas	56
Fig. 35: carta estratigráfica da Bacia do Amazonas	57
Fig. 36: perfil-tipo da Formação Barreirinha	58
Fig. 37: intervalos de espessura da porção basal da Formação Barreirinha.....	59
Fig. 38: poço horizontal com indícios de gás nos folhelhos da Formação Barreirinha	61
Fig. 39: em destaque, área potencial para gás seco em folhelho relacionada as intrusões de diabásio.....	62
Fig. 40: localização e contexto geológico da Formação <i>Barnett</i> ; delimitado em vermelho, o Campo <i>Newark East</i>	63

Fig. 41: produção diária de gás em folhelho da Formação <i>Barnett</i> entre 2008 e 2021	64
Fig. 42: distribuição das unidades de avaliação para as estimativas de recursos de 2003 e 2015	65
Fig. 43: localização e distância entre os três poços selecionados na zona prospectiva	68
Fig. 44: coluna estratigráfica do poço 1-SP-1-PA	69
Fig. 45: coluna estratigráfica do poço 2-XUST-1-PA	70
Fig. 46: coluna estratigráfica do poço 2-BCST-1-PA.....	71
Fig. 47: mapa com a disposição espacial dos indicativos utilizados para a delimitação da acumulação contínua (em verde), bem como a localização das unidades de avaliação.....	73
Fig. 48: representação gráfica genérica de uma analogia entre parâmetros de unidades modelo e de avaliação.....	76
Fig. 49: modelo genérico de uma célula de reservatório em um ambiente geológico simplificado	77
Fig. 50: representação gráfica da analogia para o teor de carbono orgânico total entre as unidades modelo e de avaliação	85
Fig. 51: gráfico da analogia para o pico S ₁ entre as unidades modelo e de avaliação	86
Fig. 52: gráfico da analogia para o pico S ₂ entre as unidades modelo e de avaliação	87
Fig. 53: gráfico da analogia para o pico S ₃ entre as unidades modelo e de avaliação	87
Fig. 54: representação gráfica da analogia para a temperatura máxima entre as unidades modelo e de avaliação.....	88
Fig. 55: representação gráfica da analogia para o índice de hidrogênio entre as unidades modelo e de avaliação.....	89
Fig. 56: representação gráfica da contraposição entre os valores de teor de COT e de índice de hidrogênio das UA, tal qual da área de analogia à unidade modelo.....	90
Fig. 57: representação gráfica da analogia para o índice de oxigênio entre as unidades modelo e de avaliação.....	91
Fig. 58: mapa com as células de reservatório das UA validadas no cenário discreto.....	93
Fig. 59: mapa com as células de reservatório das UA validadas no cenário intermediário	93
Fig. 60: mapa com as células de reservatório das UA validadas no cenário otimista.....	94
Fig. 61: mapa com as células ideais de cada unidade de avaliação validada.....	95
Fig. 62: composição anual da matriz energética do Complexo Carajás	97

Fig. 63: a esquerda, localização do Complexo Carajás em relação a acumulação contínua e as unidades de avaliação; a direita, destaque para a potenciais cidades a serem atendidas pelo GF	98
Fig. 64: em laranja, projeção da demanda termelétrica de gás natural no horizonte decenal avaliado.....	99
Fig. 65: localização e rotas do Projeto Azulão-Jaguarica	100
Fig. 66: fluxograma do funcionamento da tecnologia GTW	101
Fig. 67: infraestrutura existente, autorizada e em estudo para o processamento e transporte de gás natural.....	102
Fig. 68: evolução do índice de desenvolvimento humano municipal de Melgaço, considerado o menor do Brasil	103
Fig. 69: distribuição espacial do Aquífero Alter-do-Chão, porção do SAGA na Bacia do Amazonas	104
Fig. 70: imageamento microsísmico pelo método baseado na forma de onda, com a aquisição (1) e o processamento (2) de dados para a localização da fonte (valor de coerência alto).....	105
Fig. 71: em azul, estimativa de produção de gás em folhelho na Bacia do Amazonas com a injeção de CO ₂	106
Fig. 72: esquema simplificado de injeções e armazenamentos de CO ₂ em diferentes tipos de reservatórios, associados ao aproveitamento de recursos não convencionais	107
Fig. 73: localização e áreas de interseção das unidades de conservação ambiental com a distribuição geográfica da acumulação contínua da Formação Barreirinha.....	108

LISTA DE TABELAS

Tab. 1: principais métodos de avaliação por analogia e suas aplicações.....	24
Tab. 2: estimativa de recursos de gás em folhelho para a Formação Pimenteiras, Bacia do Parnaíba, a partir de sua analogia a Formação <i>Barnett</i>	43
Tab. 3: propriedades de reservatório e de recursos de gás em folhelho da Formação Barreirinha	60
Tab. 4: agrupamento primário das literaturas especializadas da Formação <i>Barnett</i>	66
Tab. 5: literaturas consolidadas para a obtenção de parâmetros gerais da Formação <i>Barnett</i>	67
Tab. 6: organização geral do método de avaliação proposto.....	72
Tab. 7: parâmetros geoquímicos orgânicos gerais do Campo <i>Newark East</i> na janela de geração de gás em folhelho	75
Tab. 8: literaturas-base de oportunidades e desafios distribuídas conforme suas abrangências de análise	81
Tab. 9: protocolo do estudo de caso sobre as perspectivas do gás em folhelho na Amazônia....	83
Tab. 10: consolidação numérica das analogias entre os intervalos de parâmetros geoquímicos orgânicos das unidades modelo e de avaliação	84
Tab. 11: volumes de folhelho calculados para as unidades de avaliação validadas	92
Tab. 12: volumes de gás em folhelho estimados para as unidades de avaliação da Formação Barreirinha	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologists</i>
AM	Amazonas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BASIN	<i>Basin Analog System Investigation</i>
BCF	<i>Billion Cubic Feet</i>
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
COT	Carbono Orgânico Total
COVID-19	<i>Coronavirus Disease 2019</i>
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ELETRORAS	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESG	<i>Environmental, Social & Corporate Governance</i>
EUA	Estados Unidos da América
FAST	<i>Formation Analog Selection Tool</i>
GEE	Gases do Efeito Estufa
GF	Gás em Folhelho
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNNC	Gás Natural Não Convencional
GTW	<i>Gas-to-Wire</i>
HC	Hidrocarbonetos
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IH	Índice de Hidrogênio
iNDC	<i>Intended Nationally Determined Contributions</i>
IO	Índice de Oxigênio

MME	Ministério de Minas e Energia
MO	Matéria Orgânica
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
OP	Oferta Permanente
PA	Pará
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PL	Projeto de Lei
REATE	Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Bacias Terrestres
RRC	<i>Railroad Commission of Texas</i>
SAGA	Sistema Aquífero Alter-do-Chão
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
TCF	<i>Trillion Cubic Feet</i>
UA	Unidade de Avaliação
USGS	<i>United States Geological Survey</i>
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1	APRESENTAÇÃO	18
1.1	INTRODUÇÃO	18
1.2	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	21
1.3	JUSTIFICATIVAS	25
1.4	OBJETIVOS	27
1.5	ESTRUTURA CAPITULAR	27
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	29
2.1	GÁS EM FOLHELHO (<i>SHALE GAS</i>)	29
2.1.1	Aspectos Elementares	29
2.1.2	Panorama Mundial	33
2.1.3	Contexto Brasileiro	37
2.2	AVALIAÇÃO DE RECURSOS DE GÁS EM FOLHELHO	41
2.2.1	Analogias Geológicas e Estimativas de Gás	41
2.2.2	Avaliação de Recursos Contínuos pelo U.S. <i>Geological Survey</i>	43
2.3	PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA AMAZÔNIA BRASILEIRA	46
2.3.1	Recursos e Reservas Convencionais e Não Convencionais	46
2.3.2	Atividades de Exploração, Produção e Desenvolvimento	50
2.4	ÁREA DE ESTUDOS E RESERVATÓRIO-ALVO	54
2.4.1	Bacia do Amazonas	54
2.4.2	Formação Barreirinha e o Potencial para Gás em Folhelho	58
2.4.3	Formação de Referência: Folhelho <i>Barnett</i>	62
3	MATERIAIS E MÉTODOS	66
3.1	AVALIAÇÃO DE RECURSOS	66
3.1.1	Base de Dados	66
3.1.1.1	Literaturas Especializadas da Formação <i>Barnett</i>	66
3.1.1.2	Dados de Poços da Formação Barreirinha	67
3.1.2	Método de Avaliação	71

3.1.2.1	Estágios de Avaliação.....	71
3.1.2.2	Adaptações e Restrições	79
3.2	ANÁLISE DAS PERSPECTIVAS PARA A AMAZÔNIA	80
3.2.1	Literaturas-Base de Oportunidades e Desafios	80
3.2.2	Estudo de Caso Exploratório.....	81
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	84
4.1	AVALIAÇÃO DE RECURSOS PROSPECTIVOS DE GÁS EM FOLHELHO NA FORMAÇÃO BARREIRINHA	84
4.1.1	Analogias Geológicas entre as Unidades Modelo e de Avaliação.....	84
4.1.2	Estimativa de Recursos Prospectivos Tecnicamente Recuperáveis	91
4.2	PERSPECTIVAS PARA GÁS EM FOLHELHO NA AMAZÔNIA	96
4.2.1	Oportunidades	96
4.2.2	Desafios.....	103
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	110
	REFERÊNCIAS	114
	ANEXOS	137

1. APRESENTAÇÃO

1.1. INTRODUÇÃO

A demanda global por energia vem crescendo significativamente para acompanhar o desenvolvimento socioeconômico mundial, seguida de incrementos na oferta de combustíveis fósseis para o seu suporte (BELLANI et al., 2021); ao passo que os impactos do uso intensivo de petróleo e carvão mineral impulsionam a adoção de fontes ambientalmente mais sustentáveis (SAUER, 2016). Valendo-se desse contexto, o gás natural tem se destacado pelo seu potencial de contribuição para uma transição energética segura (Fig. 1), seja pelo seu menor grau de emissão de gases do efeito estufa (GEE), dentre os combustíveis fósseis, seja pelo seu auxílio a intermitência de fontes renováveis (SANTOS; PEYERL; NETTO, 2020).

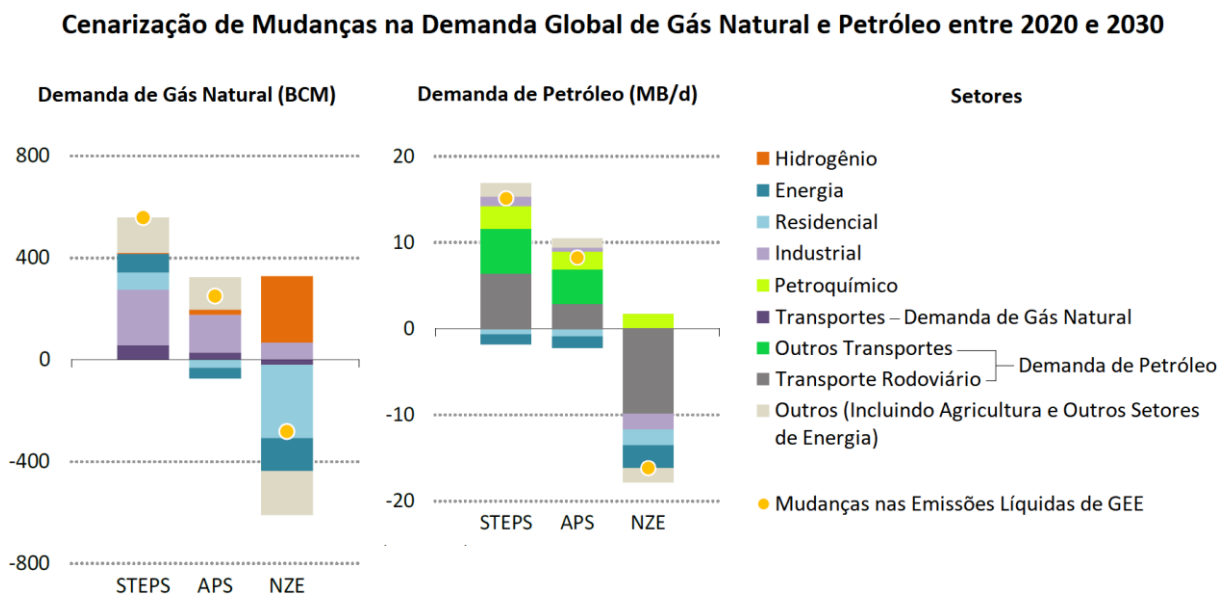


Fig. 1: demanda global estimada de combustíveis fósseis para diversos setores entre 2020 e 2030, conforme os cenários da IEA¹. Destaca-se a maior contribuição do gás natural para a transição energética no cenário *Net Zero* frente ao petróleo, dada a produção de hidrogênio. Modificado de IEA (2021).

Dentre as iniciativas para o aproveitamento desse potencial, destacam-se os estímulos aos reservatórios não convencionais de gás natural (McGLADE; SPEIRS; SORRELL, 2013), tecnicamente definidos como acumulações contínuas ou semicontínuas² que necessitam de

¹ *Stated Policies Scenario* (STEPS), *Announced Pledges Scenario* (APS) e *Net Zero Emissions by 2050 Scenario* (NZE) são cenários elaborados pela Agência Internacional de Energia a partir de fatores econômicos, tecnológicos, sociais, políticos e ambientais, cujo objetivo é indicar possíveis futuros para o setor global de energia conforme diferentes contextos de redução de emissões de GEE (IEA, 2021).

² Volumes que permeiam uma grande área sem limitações definidas e sem a influência de fatores hidrodinâmicos (MARRA, 2018; CHARPENTIER; COOK, 2012); usualmente, referem-se aos reservatórios de baixa permeabilidade (ZOU et al., 2017). Seu conceito conflita parcialmente com o de sistemas petrolíferos.

tecnologias especiais para sua produção e viabilidade econômica (ZOU et al., 2017), dadas suas diferenças em relação aos reservatórios convencionais quanto a características litológicas, elementos e processos geológicos (SATTER; IQBAL, 2016). São categorias de gás natural não convencional (GNNC): gás em folhelho, metano em camadas de carvão, hidratos de metano, gás biogênico superficial e gás em altas profundidades (AHMED; MEEHAN, 2016) (Fig. 2).

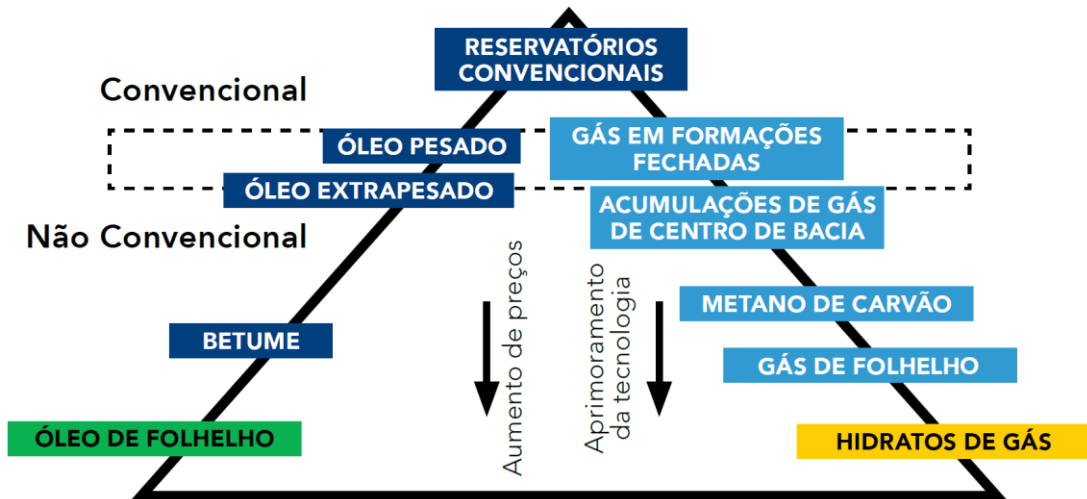


Fig. 2: pirâmide dos recursos convencionais e não convencionais de acordo com o volume de recursos (aumento de volume em direção a base) e aspectos econômicos e tecnológicos (DELGADO; SANTOS, 2021).

Ao longo da década de 2000, a exploração desses recursos influenciou na estabilidade econômica e autossuficiência produtiva de países como os EUA, dado seu pioneirismo na exploração de gás em folhelho (DELGADO; SANTOS, 2021; BASTO, 2014). Hoje, esses atrativos, somados aos movimentos para transição energética, são observados tanto por potências mundiais ascendentes quanto por economias de influência regional, a exemplo das iniciativas chinesas para a consolidação do GNNC em sua matriz energética, conforme políticas de descarbonização (ZHANG et al., 2022), e dos esforços argentinos para a introdução do gás em folhelho para a substituição de combustíveis mais poluentes (EPE, 2020a).

Nessa esteira, os esforços brasileiros para o fortalecimento do gás natural contribuíram para a pesquisa de GNNC no país, sobretudo em bacias *onshore* (DELGADO, 2019) (Fig. 3), o que culminou, em 2013, na inclusão de blocos potenciais para gás em folhelho na 12ª Rodada de Licitações da ANP nas bacias do Paraná, Recôncavo e Parnaíba (TAIOLI, 2013). Contudo, repercussões político-sociais resultaram em diretivas pelo embargo exploratório, (CARDOSO; FURTADO; LUCZYNSKI, 2018), visto o entendimento da necessidade de tempo para a quantificação e qualificação do GNNC na matriz energética nacional por meio de avaliações mais precisas (MME et al., 2020).

	São Francisco	Parecis	Paraná	Parnaíba	Recôncavo
	350.000 km ²	355.400 km ²	1.500.000 km ²	668.853 km ²	11.500 km ²
Shale gas / oil (potencial p/ ocorrência)	■ Baixo / reduzido	■ Baixo / reduzido	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente	■ Provável / Existente
Tight gas / oil (potencial p/ ocorrência)	■ Provável / Existente	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Provável / Existente
Conhecimento Geológico	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Baixo / reduzido	■ Baixo / reduzido	■ Provável / Existente
Histórico de Produção HC	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Baixo / reduzido	■ Baixo / reduzido	■ Provável / Existente
Infraestrutura	■ Exíguo / inexistente	■ Exíguo / inexistente	■ Baixo / reduzido	■ Exíguo / inexistente	■ Provável / Existente

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

Fig. 3: indicativos de potencial para GNCC em bacias *onshore* brasileiras e de fatores de riscos exploratório e tecnológico (MME et al., 2020).

Tal panorama possibilitou a avaliação de novos prospectos no país, o que contemplou bacias paleozoicas marginais *onshore* de nova fronteira (DELGADO; LIMA, 2020). Dentre essas, a Bacia do Amazonas despertou interesse pela Formação Barreirinha (Fig.4), uma unidade Devoniano-Carbonífera de folhelhos negros, laminados, betuminosos e radioativos (CAPUTO, 1984; VASQUEZ; ROSA-COSTA, 2008), correlacionada à Formação Ponta Grossa, na Bacia do Paraná (CUNHA; MELO; SILVA, 2007) e com características análogas a *plays* não convencionais norte-americanos, como os campos de *Newark East*, *Big Sandy* e *Haynesville* (CAPUTO, 2010; OLIVEIRA, 2015; CAMPELO, 2017).

Apresentando uma área prospectiva total 124.707 Km² para gás em folhelho (EIA, 2015) e com avaliação média de recursos não descobertos e tecnicamente recuperáveis em torno de 33 TCF (SCHENK et al., 2017), observa-se que seu potencial está relacionado à influência de intrusões de diabásio em sua maturação termal – em um contexto semelhante às ocorrências associadas ao magmatismo em baixa profundidade na Formação Pimenteiras, na Bacia do Parnaíba, (MACHADO, 2019) –, bem como a sua baixíssima permeabilidade, o que restringiu a migração e refletiu na concentração de GNCC na rocha geradora (CAPUTO, 2010).

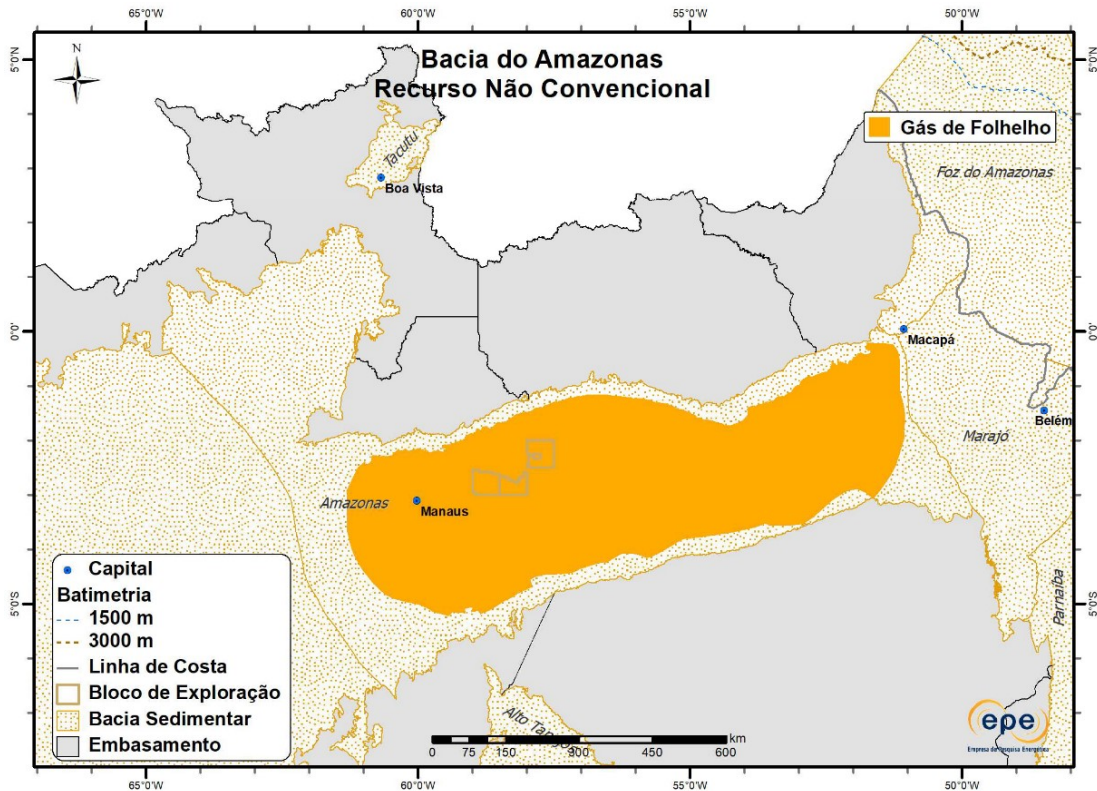


Fig. 4: potencial *play* para gás em folhelho na Bacia do Amazonas, correspondente a extensão da Formação Barreirinha (EPE, 2021a).

Os estudos desse reservatório-alvo compreendem, principalmente, a avaliação de seu potencial de geração e acumulação de gás em folhelho, tais quais os de Caputo (2010), Petronilho (2014), Oliveira (2015), Campelo (2017), Lima (2018) e Cardoso (2019); contudo, sem realizar estimativas mais acuradas dos seus possíveis recursos. No intuito de contribuir para o preenchimento dessa lacuna, esta dissertação consiste na avaliação dos recursos de gás em folhelho da Formação Barreirinha, contemplando, ainda, a discussão de suas oportunidades e desafios para o contexto energético da Amazônia conforme fatores econômicos, de energia, tecnológicos e ambientais.

1.2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

No Brasil, a maioria das pesquisas voltadas ao GF (gás em folhelho) se concentra na caracterização de seus reservatórios em bacias de referência quanto ao potencial de geração e acumulação, por meio de parâmetros relacionados à maturação termal e intervalos prospectivos – vide Oliveira (2015), Mabecua (2018) e Machado (2019) –; com a disponibilidade limitada de estimativas baseadas em volumes médios de gás (TASSINARI, RICCOMINI; TAIOLI, 2016). Isso abre precedentes para iniciativas que contemplem as lacunas de conhecimento sobre

a quantificação de seus recursos e reservas³ – passo posterior às avaliações de potencial e fundamental para a compreensão de reservatórios não convencionais (HOLDITCH, 2001).

Particularmente para a Bacia do Amazonas, verifica-se a inviabilidade momentânea de avaliação de suas reservas de GF, visto seu baixo grau de desenvolvimento exploratório e a carência de dados específicos (CARDOSO, 2019). Porém, os estudos disponíveis sobre a caracterização de potencial da Formação Barreirinha possibilitam a avaliação de seus recursos, dada a indicação de um *play* com configurações geológicas similares em sua extensão, como rocha geradora/reservatório, idade, profundidade, espessura, porosidade, permeabilidade e maturação termal, o que pode contribuir para uma futura produção e comercialidade (SPEIGHT, 2020; SATTER; IQBAL, 2016).

As classificações de recursos de gás em folhelho são descritas no PRMS (2018) como: a) prospectivos, ainda não descobertos e com indicativos de potencial via dados sísmicos, de poços e testemunhos; e b) contingentes, com declaração de descoberta. Ao correlaciona-las aos indicativos de Caputo (2010), EIA (2015) e Oliveira (2015) e à ausência de poços com descoberta de GNCC, determinam-se os recursos contínuos da Formação Barreirinha como prospectivos (Fig. 5). Dada sua possível recuperação pela tecnologia atual, desconsiderando, por ora, fatores econômicos (SATTE; IQBAL, 2016; SPEIGHT, 2020), tem-se sua definição complementar como tecnicamente recuperáveis, tal qual a de Schenk et al. (2017).

³ Reservas de petróleo e gás natural são acumulações bem definidas e com previsão de viabilidade comercial pelo seu desenvolvimento a partir de uma determinada data e em condições conhecidas; ao passo que os recursos estão mais abaixo na árvore de probabilidade no que diz respeito à produção e comercialidade futuras, consistindo no estágio anterior a quantificação de reservas (AHMED; MEEHAN, 2016; SATTE; IQBAL, 2016).

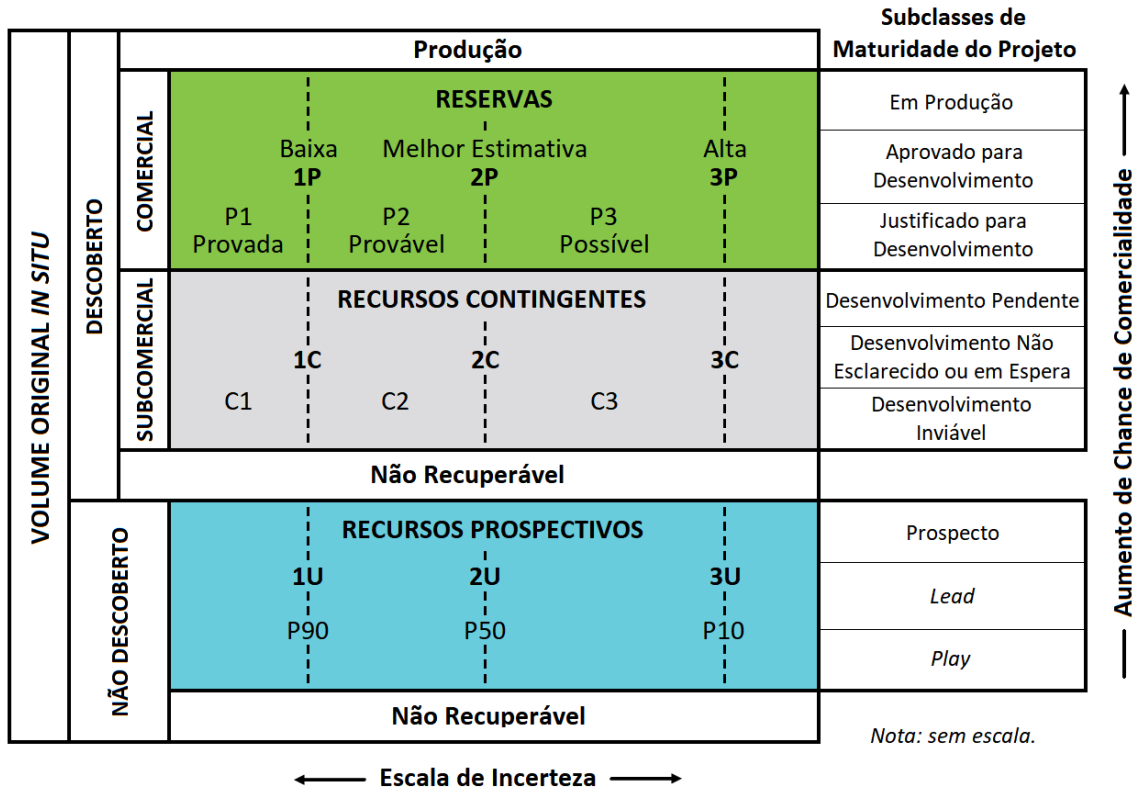


Fig. 5: fluxo para a classificação de recursos, reservas e da maturidade de projetos petrolíferos. As classificações referentes à Formação Barreirinha encontram-se na porção inferior. Modificado de PRMS (2018).

Zou et al. (2017) apontam que as avaliações desses recursos podem ser realizadas por meio de analogias, cálculos estatísticos e métodos genéticos, dependendo das informações disponíveis. Os últimos são empregados em regiões com explorações medianas/avançadas e com alto volume de dados, enquanto as analogias são aplicadas em bacias de nova fronteira, com desenvolvimento imaturo ou com baixo número de pesquisas e dados (POTTER, 2018; CANBAZ et al., 2020; AHMED; MEEHAN, 2016) (Tab. 1). Neste caso, os *plays* são comparados a folhelhos-modelo, geralmente norte-americanos⁴, com base em dados geológicos, geoquímicos, de reservatório e de recursos estimados (XINJUN et al., 2012).

⁴ As formações norte-americanas são utilizadas pela alta disponibilidade de informações sobre seus recursos não convencionais, possibilitando que seus volumes de GNCC sejam aplicados para estimativas em outras bacias, considerando a similaridade de distribuição de hidrocarbonetos do tipo em diferentes regiões do planeta (DONG et al., 2012). Porém, esta extrapolação pode resultar em erros oriundos de anisotropias geológicas, os quais serão retomados na seção “Método de Avaliação”.

Tab. 1: principais métodos de avaliação por analogia e suas aplicações. Elaborado a partir de Zou et al. (2017).

Subcategorias de Analogias	Desenvolvedores	Principais Características
Analogias por reserva recuperável final por poço	U.S. Geological Survey	Aplicado em áreas de média ou relativa exploração.
		<i>Mérito:</i> rápida avaliação.
	ExxonMobil	<i>Deméritos:</i> parâmetros de difícil determinação; ausência de correlação espacial entre os poços.
Analogias por abundância de recursos	Chinese Academy of Engineering	Aplicado em áreas de baixa exploração.
		<i>Mérito:</i> rápida avaliação.
	PetroChina	<i>Deméritos:</i> não incorpora as heterogeneidades das distribuições dos recursos; alta subjetividade de parâmetros e critérios de avaliação.

Ainda que as analogias para recursos de GF apresentem restrições quanto às informações dos prospectos, bem como de interpretação e de escala física e temporal – dada a heterogeneidade dos reservatórios (MUMTAZ et al., 2020; OLIVEIRA, 2015; SANTOS, 2015) –; seu uso provê direcionamentos para a exploração de acumulações mais bem definidas e para decisões de investimentos ao integrar analogias entre áreas correlatas e entre seus respectivos volumes de gás (SCHMOKER, 2002; XINJUN et al., 2012). Vale ressaltar que sua efetividade está relacionada à correta seleção e análise dos parâmetros de interesse, a exemplo da definição de intervalos mínimos e máximos para a mitigação de discrepâncias (POPOVA, 2018).

Com base em todo o exposto, e indo em paralelo as estimativas gerais realizadas por EIA (2015) e Schenk et al. (2017), considera-se como hipótese para esta dissertação: a possibilidade de avaliação dos recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis da Formação Barreirinha por analogias em relação a Formação *Barnett*, Bacia *Fort-Worth* (EUA), designada na literatura como unidade análoga⁵ (CAPUTO, 2010). As análises compreendem o incremento de novos dados, para a melhoria da acurácia espacial, adaptações em função de seu baixo *status* de desenvolvimento de recursos contínuos (OLIVEIRA, 2015; LIMA, 2018), além de perspectivas para o seu aproveitamento energético conforme o contexto local e nacional.

⁵ Por ora, considerou-se somente o Folhelho *Barnett* para efeito das analogias pelo seu entendimento como referência global em reservatórios de gás em folhelho, sobretudo para bacias com baixo volume de pesquisas, e pela sua disponibilidade de dados. Todavia, destaca-se a possibilidade de comparações futuras a formações com maiores similaridades a Formação Barreirinha, tais quais relacionadas à idade e ocorrência de intrusões.

1.3. JUSTIFICATIVAS

Ahmed e Meehan (2016) apontam a existência de dados geológicos suficientes para a validação do potencial para gás em folhelho na Bacia do Amazonas. Isso é observado pela delimitação de uma zona prospectiva (Fig. 6), a partir de indícios de saturação de gás e valores de reflectância de vitrinita ideais para sua geração na Formação Barreirinha (CAPUTO, 2010). Somando isso aos reconhecimentos internacionais do seu volume de recursos não descobertos, tais quais os da *Energy Information Administration* e *U.S. Geological Survey*, e a indicação de uma unidade análoga, torna-se pertinente a realização de novas avaliações, valendo-se do emprego de analogias a partir da disponibilidade de novos dados para a formação.

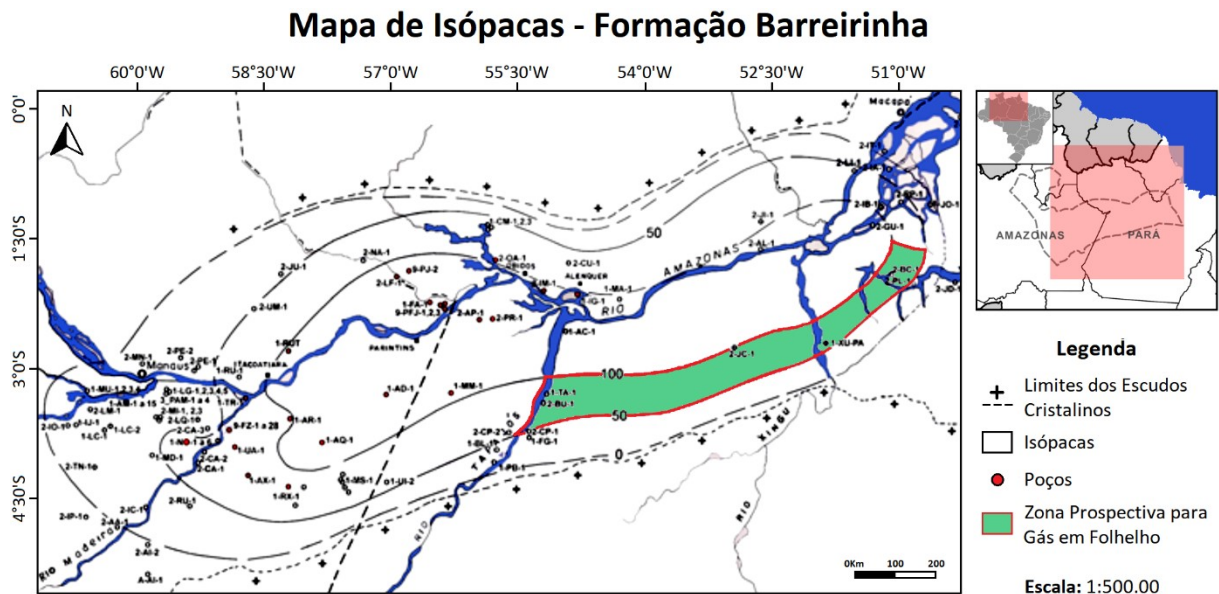


Fig. 6: distribuição das isópacas da Formação Barreirinha e de poços na Bacia do Amazonas. No intervalo destacado em verde, a zona prospectiva para gás em folhelho. Modificado de Caputo (2010).

Para tal, adaptou-se o método de avaliação de recursos contínuos elaborado pelo USGS e descrito por Schmoker (2005) e Charpentier e Cook (2012), para a aplicação de analogias geológicas entre de dados de poços da Formação Barreirinhas e dados gerais da Formação *Barnett*; tais dados foram selecionados e comparados simplificadaamente com base nos conceitos das ferramentas apresentadas por Kun (2012). Ressalta-se que a elaboração de adaptações e simplificações se deu pela baixa disponibilidade de informações para a aplicação dos métodos originais, o que implicou, também, na impossibilidade de abrangência de outras unidades análogas – as formações *Ohio* e *Haynesville*, descritas, respectivamente, por Oliveira (2015) e Campelo (2017).

Academicamente, essa avaliação se justifica na necessidade de impulsionamento no conhecimento técnico-científico qualificado sobre os recursos não convencionais na Amazônia, reduzindo a carência de estudos voltados a sua compreensão e agregando visibilidade ao potencial da Formação Barreirinha para futuros planejamentos energéticos (MONTEIRO; CARDOSO; TASSINARI, 2021). Já do ponto de vista exploratório, enfatiza-se a importância das estimativas de recursos para a viabilidade econômica de empreendimentos de GNNC (CANBAZ et al., 2020), de modo a otimizar a definição de reservas e, posteriormente, investimentos em cadeias de produção e desenvolvimento (SANTOS, 2015).

Além disso, a possibilidade de introdução do gás em folhelho na matriz energética brasileira constitui um plano estratégico para a segurança energética e substituição de fontes mais emissivas no país, dada a introdução de um recurso mais eficiente, menos poluente e que pode atuar em conjunto as fontes renováveis (ROCHA, 2016; MABECUA, 2018). Em paralelo, é essencial a discussão dos impactos associados ao seu aproveitamento, dadas as implicações ao meio ambiente e saúde pelo emprego de métodos invasivos de recuperação (LENHARD; ANDERSEN; COIMBRA-ARAÚJO, 2018). Ao relacionar ambos aspectos às especificidades amazônicas, torna-se fundamental a compreensão das oportunidades e desafios desses recursos.

Justifica-se o primeiro: a) pela perspectiva de formação de mercados consumidores em setores extrativos locais (CARDOSO; LUCZYNSKI, 2019); e b) pelos incentivos à termelétricidade a gás natural na Amazônia, seja para o suporte energético e interiorização do recurso (RABELLO; COIMBRA, 2020); seja na capitalização da ELETROBRAS e ao possível aproveitamento de reservas de gás na Amazônia (BRASIL, 2021a). Tais iniciativas podem compreender o GF como suprimento termelétrico – considerando as análises de Rocha (2016) e Santos (2017) – a partir da sua quantificação, bem como via novos modelos de negócios e tecnologias de monetização de recursos em bacias de nova fronteira (CANÇADO, 2017).

Quanto ao segundo, para além dos aspectos citados, compreende-se a necessidade de entendimento: a) dos entraves relacionados a projetos de petróleo e gás na Amazônia, geralmente ligados a remoção de florestas nativas, construção de infraestrutura e acesso a áreas indígenas e de comunidades tradicionais (FINER et al. 2008); b) sobre a consolidação de instrumentos normativos de GNNC no Brasil; e c) sobre a possibilidade do emprego de geotecnologias para a mitigação de possíveis impactos. Ao agregar essas discussões à avaliação de recursos, espera-se proporcionar um panorama inédito e diversificado acerca do gás em folhelho na Amazônia Brasileira.

1.4. OBJETIVOS

De maneira geral, esta dissertação objetiva estimar, com maior grau de detalhamento, os recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis de gás em folhelho da Formação Barreirinha, na Bacia do Amazonas, a partir de dados geológicos, geoquímicos e mineralógicos, bem como discutir as suas oportunidades e desafios na região.

Para isto, enumeram-se as seguintes etapas:

- a) Descrever conceitualmente o gás em folhelho e seus panoramas nacional e internacional;
- b) Fundamentar a premissa de sua avaliação por meio de analogias em bacias de nova fronteira e com carência de dados, considerando indicativos de potencial;
- c) Apresentar o atual estado da arte sobre o potencial da Formação Barreirinha para esse recurso;
- d) Caracterizar a Formação Barreirinha como análoga à Formação *Barnett*;
- e) Levantar e consolidar uma base de dados para ambas as formações, considerando tanto informações coletadas, *a priori*, para recursos convencionais quanto para não convencionais;
- f) Estruturar e aplicar o método de avaliação proposto, com suas adaptações e restrições;
- g) Analisar e apresentar, de modo gráfico, ilustrado e textual, os resultados obtidos a partir das analogias entre os dados coletados e execução das estimativas para os poços validados;
- h) Discutir as oportunidades e desafios para a Amazônia pela possibilidade de aproveitamento dos recursos estimados em determinados eixos de análise.

1.5. ESTRUTURA CAPITULAR

Esta Dissertação está dividida em cinco capítulos. Este, em conclusão, refere-se à apresentação das características-base da pesquisa, como: a) a contextualização introdutória dos objetos de estudo em diferentes escalas; b) a delimitação das hipóteses a serem investigadas, elaboradas a partir do levantamento de uma problemática e das ferramentas disponíveis para sua resolução; c) as justificativas para a abordagem científica da problemática, embasadas por referenciais teóricos de diferentes esferas do conhecimento; e d) a determinação de objetivos específicos para o cumprimento de um objetivo geral, em uma estrutura sistêmica.

O capítulo 2, denominado “Fundamentos Teóricos”, trata do estado da arte para os recursos de gás em folhelho, considerando seus aspectos técnicos, tecnologias de recuperação,

seus panoramas nacional e internacional e seus métodos de avaliação empregados mundo afora. Além disso, esse capítulo direciona as análises para a área de estudo em questão, com a abordagem de recursos e reservas convencionais e não convencionais na Amazônia, seu histórico exploratório e atualidades; bem como da Geologia do Petróleo do reservatório-alvo e de sua formação de referência. A consolidação desse capítulo possibilita que os demais sejam entendidos com maior profundidade, podendo ser retomado em caso de lacunas.

O capítulo 3 descreve os materiais e métodos utilizados nesta Dissertação, estando dividido em duas seções. A primeira, “Avaliação de Recursos”, compreende as bases de dados de poços na Formação Barreirinha e de literaturas especializadas da Formação *Barnett*, ambas estruturadas de acordo com o método híbrido de estimativas de gás elaborado a partir de Schmoker (2005), Charpentier e Cook (2012) e Kun (2012). A segunda, “Análise das Perspectivas para a Amazônia”, abrange uma nova base de dados, agora documental, para a elaboração de um estudo de caso voltado a identificação de perspectivas para o gás em folhelho na Amazônia, considerando a relevância do volume de recursos estimados na seção anterior.

Os resultados do método híbrido de avaliação de recursos e as discussões oriundas do protocolo de estudo de caso são expostos no capítulo 4. Também dividido em duas partes – porém, agora relacionadas entre si, visando o cumprimento dos objetivos anteriormente destacados – este capítulo contempla a as analogias entre as formações Barreirinha e *Barnett* e suas argumentações, as estimativas de volumes de gás em diferentes cenários, partindo da aplicação de células de reservatório conceituais, além das oportunidades e desafios amazônicos para o recurso nos campos econômico, de energia e ambiental.

No capítulo 5, as considerações finais retomam os resultados e discussões, realizando considerações específicas com relação à efetividade das estimativas de gás obtidas, ao potencial de contribuição do gás em folhelho para a segurança e transição energética na Amazônia e aos desafios observados e seus possíveis caminhos de superação. Analisa, ainda, as características dos métodos aplicados, suas adaptações e restrições, abrindo caminho para a elaboração de estudos futuros de caráter complementar ou de contraposição. Adicionalmente, já no arcabouço pós-textual, vale destacar a apresentação dos dados inéditos da Formação Barreirinha utilizados nesta Dissertação, organizados nos anexos I, II e III.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. GÁS EM FOLHELHO

2.1.1. Aspectos Elementares

Os folhelhos são rochas sedimentares lamosas, detríticas e de granulometria fina, compostas por argila (de 40% a 90%), minerais clásticos e carbonáticos e partículas orgânicas (SCHON, 2015; LEE; KIM, 2019). Apresentam uma baixíssima permeabilidade absoluta, entre 1 nD e 100 nD, porosidade abaixo de 10%, alto teor de COT (KING, 2012; MABECUA, 2018) e são depositadas em ambientes de baixa energia, como zonas de aluvião e bacias de águas profundas, o que resulta na acumulação de hidrocarbonetos em seus microporos e microfraturas (BASTO, 2014; MACHADO, 2019). Caracterizam-se, também, pela fissilidade – capacidade de partição em camadas paralelas ao plano de acamamento (TUCKER, 2011) (Fig. 7).



Fig. 7: amostra de folhelho negro. Destaca-se, visto em plano, o agrupamento de camadas paralelas entre si (IGC-USP, 2022).

Em sistemas petrolíferos convencionais, essas rochas podem ser geradoras e/ou selantes, dependendo da deposição de sedimentos na bacia (SELLEY; SONNENBERG, 2014). Já em sistemas não convencionais, com a interrupção no processo de migração à um reservatório pela sua baixíssima permeabilidade (HILL et al., 2007), os folhelhos atuam como rochas geradora e reservatório simultaneamente (SPEIGHT, 2020; HOLDITCH; PERRY; LEE, 2007). Assim, os recursos tornam-se produtivos sem a existência de trapas ou selantes, atribuindo continuidade as acumulações e possibilitando sua extração diretamente da rocha-fonte, em um reservatório autônomo (CHARPENTIER; COOK, 2011; SOEDER; BORGLUM, 2019) (Fig. 8).

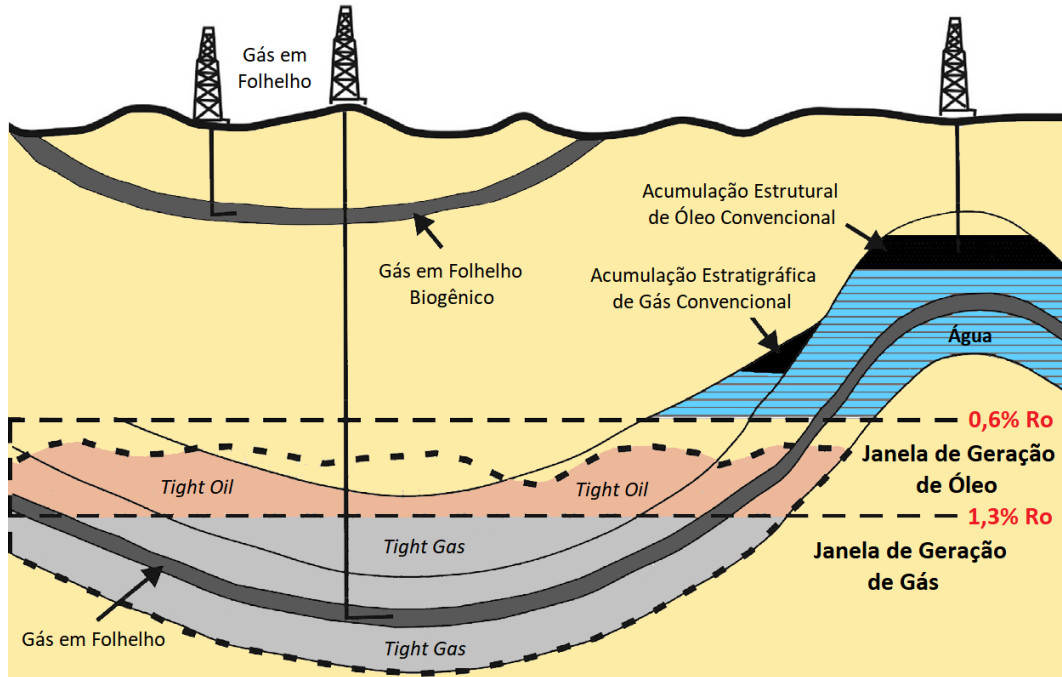


Fig. 8: esquema simplificado de um ambiente geológico com reservatórios convencionais e contínuos. Modificado de Selley e Sonnenberg (2014).

Tassinari, Riccomini e Taioli (2016) apontam que as acumulações contínuas de gás em folhelhos negros ocorrem entre profundidades de 1000 m e 3000 m, com as rochas apresentando um teor de COT médio acima de 2% e índice de reflectância de vitrinita ($R_o\%$) médios entre 1% e 1,3%, indicando maturação termal para gás natural (Fig. 9); tais parâmetros são encontrados, preferencialmente, em bacias paleozoicas (BASTO, 2014). Esse recurso se origina a partir de querogênios do tipo III, de forma termogênica, e sua composição é similar ao do gás convencional, com predominância de volumes secos e não associados a hidrocarbonetos fluidos (BOYER; KIESCHNICK; LEWIS, 2006; HOLDITCH; PERRY; LEE, 2007).

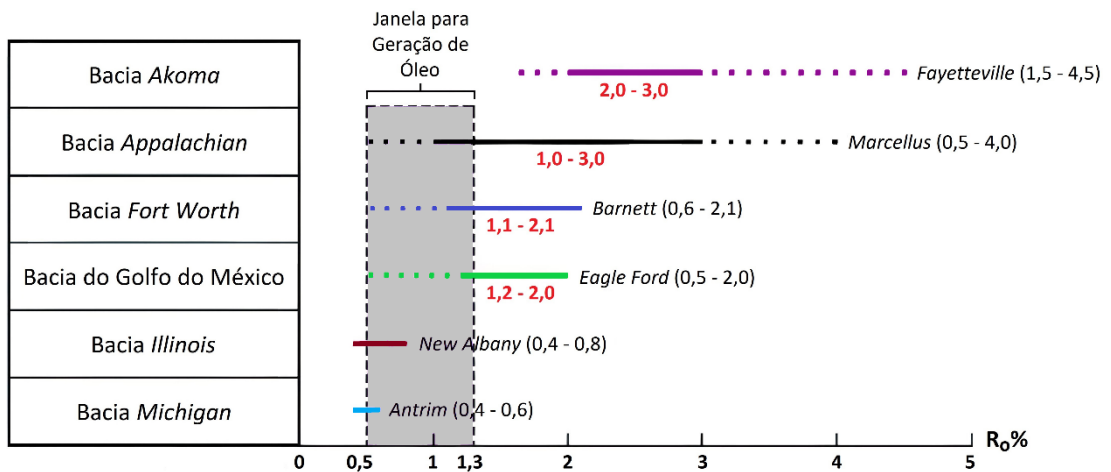
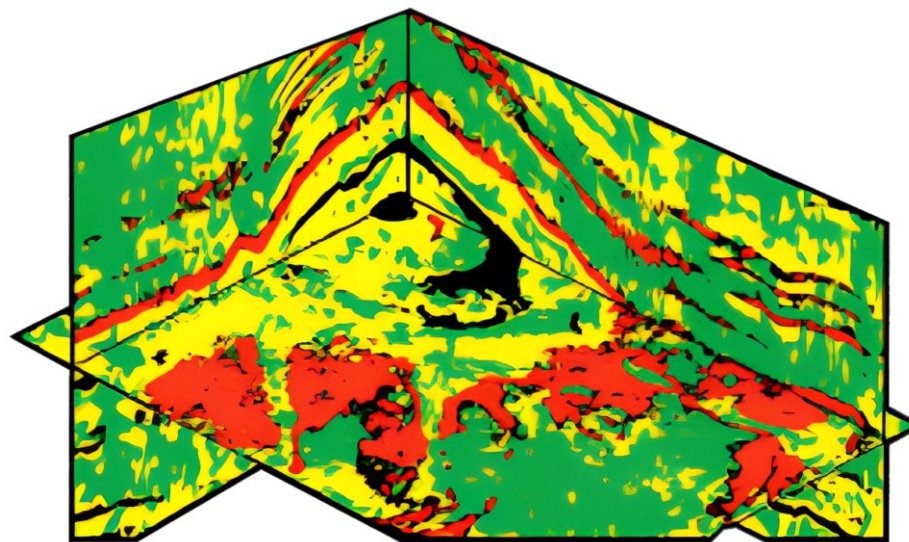


Fig. 9: destacados, em vermelho, os valores de $R_o\%$ de diferentes campos de gás em folhelho dos EUA. Modificado de Dai et al. (2020).

Parte desses parâmetros de potencial são observados em análises geoquímicas de COT e pirólise (*rock-evaluation*)⁶ (ROCHA, 2021), fornecendo informações sobre as condições de temperatura e pressão no momento da geração de gás, volumes adsorvidos, eficiência de expulsão e capacidade de acumulação (JARVIE et al., 2007). Além de auxiliar na caracterização de *plays* de GF, essas análises são primordiais para a avaliação de recursos, quando somadas a informações geográficas e estratigráficas (POLLASTRO, 2007; DONG et al., 2015), possibilitando comparações entre reservatórios produtivos e potenciais que possuam processos geológicos de formação semelhantes entre si (DAI et al., 2020; OLIVEIRA, 2015).

Paralelamente, são empregados métodos geofísicos para o mapeamento de intervalos prospectivos, estimativa de espessura e profundidade dos folhelhos (FARFOUR et al., 2021) e da distribuição e densidade de zonas fraturadas com gás, via dados sísmicos tradicionais e em microescala (AMINZADEH; DASGUPTA, 2013; LIRA et al., 2018). Contribuem, ainda, em estimativas de saturação de fluidos, com o uso de redes neurais e *machine learning* (HOANG; SENA; LASCAUD, 2019); e no monitoramento e predição da produção, pelo imageamento microsísmico e simulações de fluxos de gás em modelos de permeabilidade, respectivamente (AMINZADEH; DASGUPTA, 2013; MICHELENA; GILMAM; ZAHM 2019).



Modelo 3D - Predição do Comportamento de Fraturas

■ Fraturas Alinhadas ■ Fraturas Desalinhadas ■ Zonas de Alta Ductibilidade

Fig. 10: caracterização sísmica de um reservatório contínuo com a distinção entre diferentes zonas fraturadas. Modificado de Aminzadeh e Dasgupta (2013).

⁶ Simulação laboratorial, na ausência de oxigênio, da maturação termal da matéria orgânica presente em amostras de rochas sedimentares por meio de sua exposição a altas temperaturas, provendo informações a respeito da quantidade e tipificação de tal matéria, bem como seu nível de maturação (ESPITALIÉ et al., 1977). Esse processo será retomado, em maiores detalhes, na seção “Método de Avaliação”, assim como o de obtenção do teor de COT.

Em geral, a recuperação comercial de GF se dá pela associação de poços verticais e horizontais a fraturamentos induzidos, de modo a incrementar a permeabilidade dos folhelhos (HOLDITCH; PERRY; LEE, 2007). Liew, Danyaro e Zawawi (2020) descrevem os diferentes tipos de fraturamentos – pneumáticos, elétricos, por aquecimento ou a base de fluidos ácidos-básicos, dióxido de carbono ou nitrogênio líquido. Porém, a sua forma hidráulica é a mais utilizada, com o emprego de pequenos aparatos explosivos e injeção de um fluido composto, em média, por 90% de água, 9% de areia e 1% de produtos químicos, para a propagação de fraturas e extração final do gás (TASSINARI; RICCOMINI; TAIOLI, 2016) (Fig. 11).

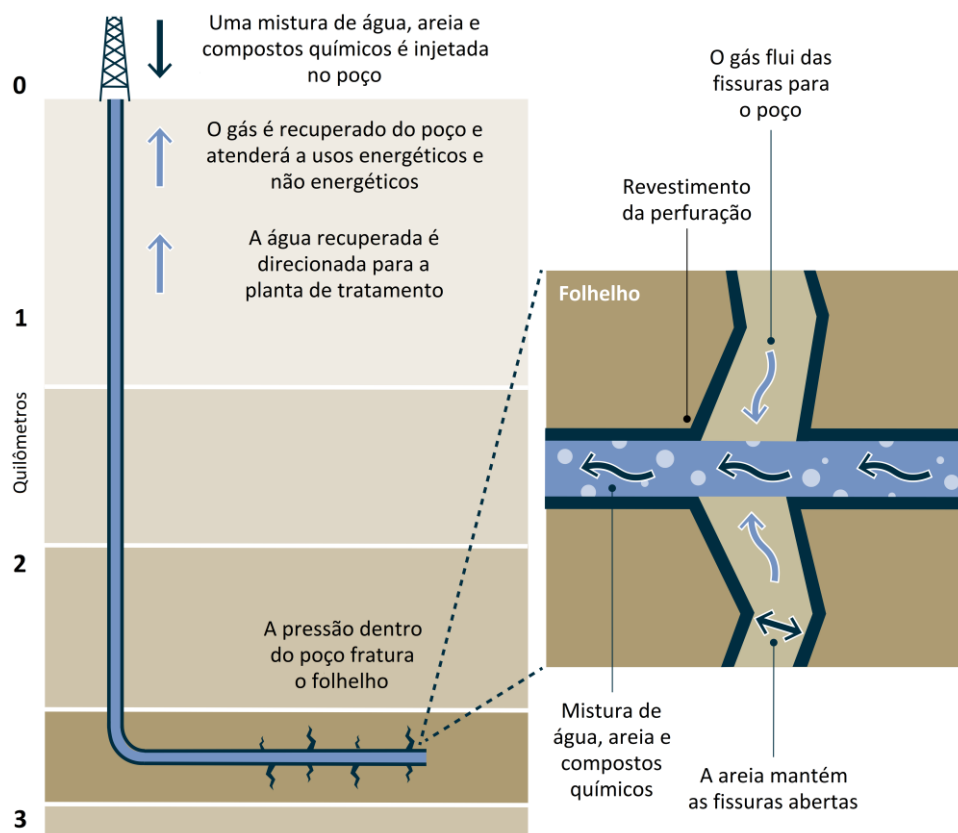


Fig. 11: infográfico com as principais etapas do fraturamento hidráulico. Modificado de BGS (2020).

Vale destacar que aplicação desta técnica, quando inadequada, pode desencadear impactos relacionados: a) a percolação de agentes químicos (LENHARD; ANDERSEN; COIMBRA-ARAÚJO, 2018); b) a sismicidade induzida pela propagação indiscriminada de fraturas (CLARKE et al., 2014); c) a contaminação do subsolo e aquíferos (GARGUR et al., 2022); e d) a demanda de altos volumes de água para a fabricação do fluido (ABA; PARENTE; SANTOS, 2022). Tais aspectos fomentam discussões em função da dualidade entre seus custos-benefícios econômicos e entraves socioambientais (SANFELICE, 2016), o que motiva iniciativas para a sua regulação, restrição ou substituição por outros processos.

2.1.2. Panorama Mundial

EIA (2013) estima os recursos globais tecnicamente recuperáveis de gás em folhelho em 7.299 TCF, apontando os cinco primeiros países com maiores volumes como: China (1.115 TCF), Argentina (802 TCF), Argélia (707 TCF), EUA (665 TCF)⁷ e Canadá (573 TCF); ressaltando-se, também, o potencial em países do Oriente Médio, ex-repúblicas soviéticas e em regiões da Sibéria e do Sul do continente africano (HONGJUN et al., 2016; NRF, 2015). Cerca de 43% desses recursos estão concentrados em apenas 10 bacias sedimentares (HONGJUN et al., 2016) e seu aproveitamento tende a variar conforme as condições locais de ambiente geológico, tecnologia, mercado, infraestrutura, políticas públicas e aceitação social (LE, 2018).

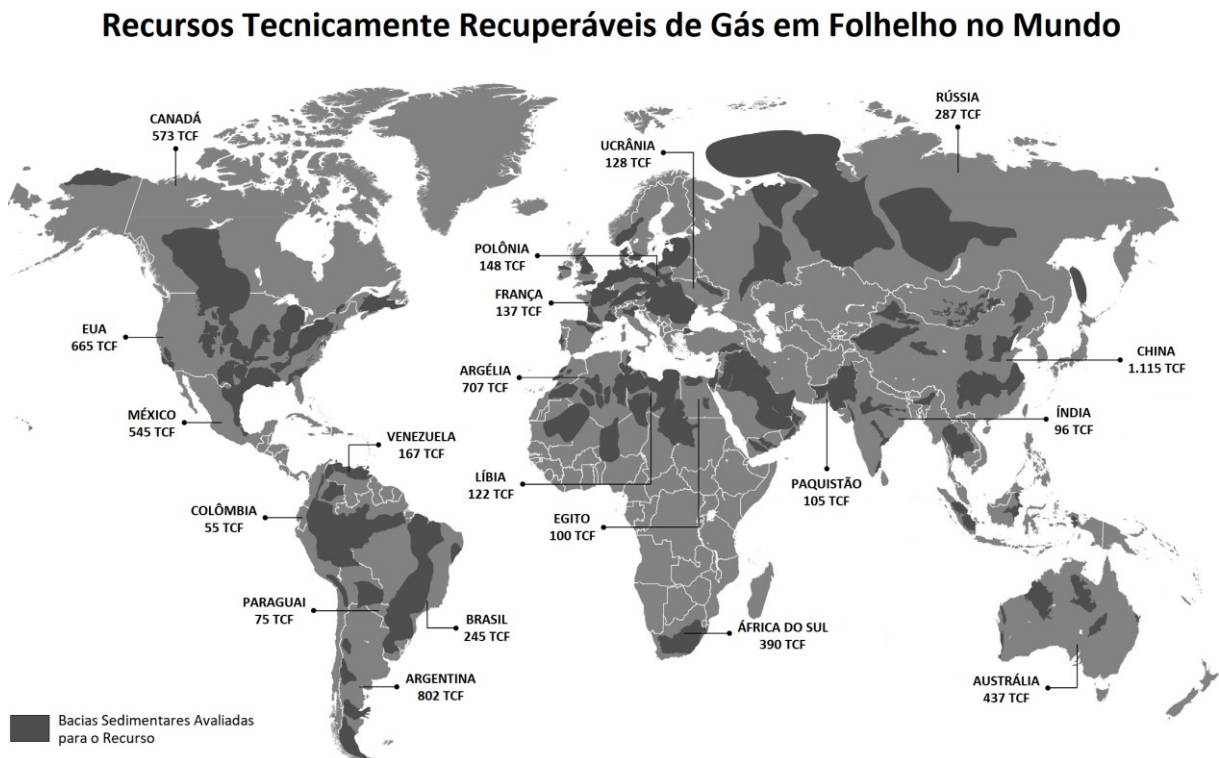


Fig. 12: mapa-múndi destacando os vinte países com as maiores estimativas de recursos de gás em folhelho. Modificado de Reig, Luo e Proctor (2014).

Os EUA detêm o pioneirismo exploratório e comercial, a partir de atividades, na década de 1990, nas bacias *Appalachian*, *Michigan*, *Illinois*, *San Juan* e *Fort Worth* (HOLDITCH; PERRY; LEE, 2007) (Fig. 13); o que contribuiu para a redução dos preços de energia e fortalecimento da economia e segurança energética (SOLARIN; BELLO, 2020). Graças a

⁷ Estimativa da U.S. *Energy Information Administration* para o ranqueamento internacional dos EUA. Por outro lado, a *Advanced Resources International* (ARI) considera os recursos tecnicamente recuperáveis de gás em folhelho norte-americanos na ordem de 1.161 TCF, o que colocaria o país como primeiro do *ranking* (EIA, 2013).

vanguarda tecnológica no fraturamento hidráulico e perfuração direcional (ZHAO et al., 2022), houve um rápido crescimento produtivo entre 2000 e 2004, atingindo, nesse ano, o patamar de 700 BCF (KUN, 2012), mantendo-se ascendente nos anos seguintes, com oscilações a partir de 2013 em função do declínio natural dos reservatórios (AHMED; MEEHAN, 2016).

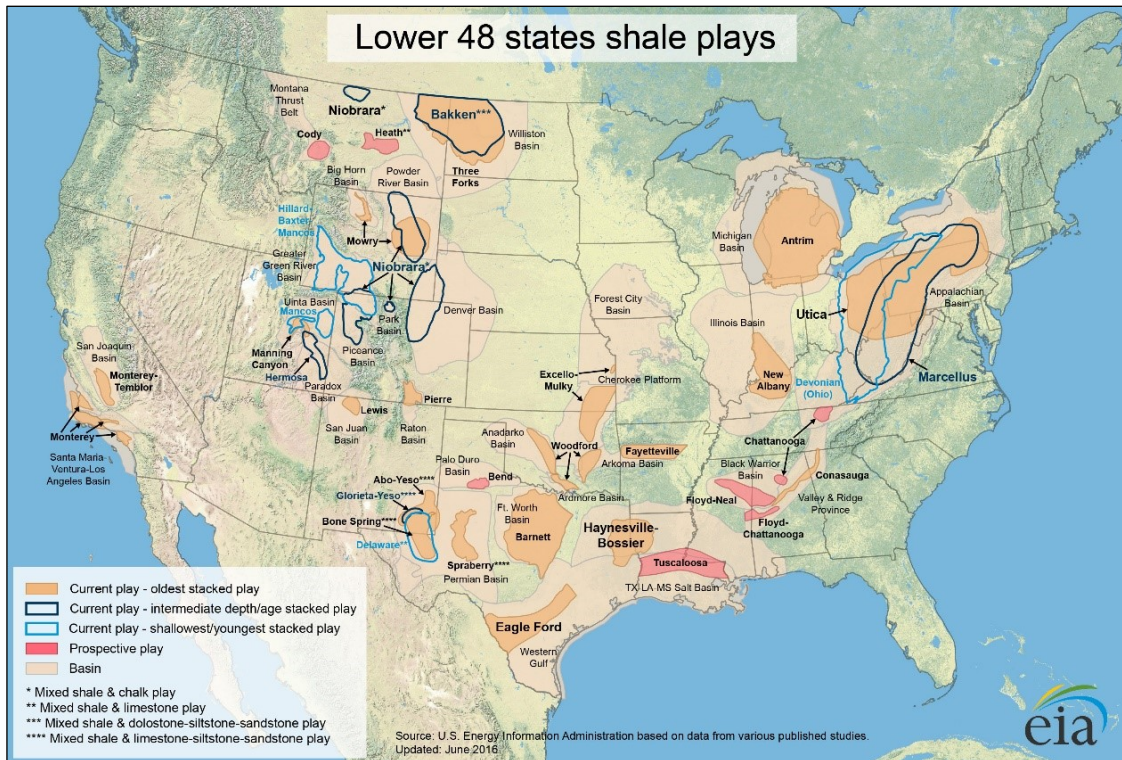


Fig. 13: principais *plays* norte-americanos de gás em folhelho (EIA, 2016).

Hoje, essa revolução colabora para o posicionamento dos EUA entre os líderes mundiais na produção de petróleo (AAPG, 2018) e como referência para países com desenvolvimento emergente de GF (LE, 2018). Todavia, a longo prazo, verificam-se desafios relacionados a pandemia de COVID-19, dado o colapso nos preços do GF e queda acentuada na demanda norte-americana, atribuindo incertezas quanto a retomada do mercado interno a patamares pré-pandêmicos (ALBISHAUSEN, 2020; DICKSON; HARDIN; MITTAL, 2020). Ainda assim, há perspectiva de recuperação pela possibilidade de exportações para o suporte energético da Europa frente às restrições impostas pela Rússia, visto o conflito com a Ucrânia (IEA, 2022); considerando a expectativa de aumento na produção de GF até 2050 (EIA, 2022) (Fig. 14).

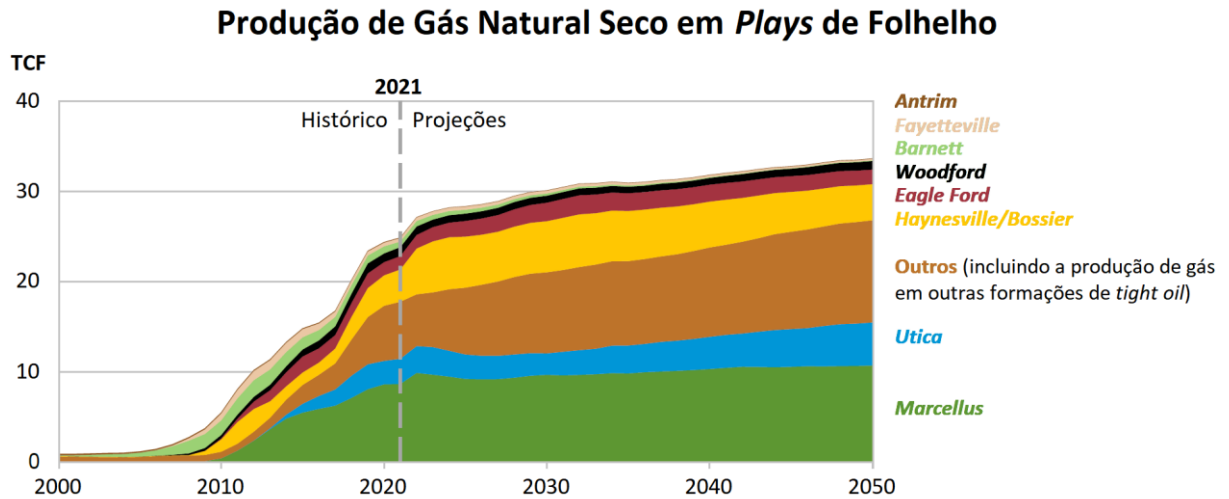


Fig. 14: projeções pós-pandemia da produção de gás em folhelho por *play* nos EUA. Modificado de EIA (2022).

Paralelamente, a China se destaca pela exploração das formações *Wufeng* e *Longmaxi*, Bacia *Sichuan* (DAI et al., 2020) (Fig. 15), com base em estímulos à transição e segurança energética e ao desenvolvimento econômico pelo uso de combustíveis menos emissivos e coexistência entre recursos convencionais e não convencionais (WANG et al., 2021). De modo a mitigar emissões de GEE durante a produção e do uso de água para o fraturamento hidráulico (WANG et al., 2017; JIA et al., 2018), o país tem realizado progressos em pesquisas sobre explorações associadas a CCUS⁸, tecnologias de recuperação e produção e em dispositivos regulatórios e ambientais (YIN et al., 2017; ZHAO et al., 2022; ZHANG et al., 2022).

⁸ *Carbon Capture, Utilization and Storage*. Sua fundamentação teórica será apresentada com maiores detalhes no capítulo “Resultados e Discussões”.



Fig. 15: seis maiores bacias chinesas para gás em folhelho avaliadas pelo USGS. Em laranja, a Bacia Sichuan (POTTER, 2018).

Na Europa, sobressaem-se os potenciais da Bacia *Weald* e do Vale Carbonífero da Escócia, no Reino Unido (HAYS et al., 2015); da Bacia Báltica, na Polónia (JARZYNA et al., 2017); da Bacia Lusitânica, em Portugal (SOUSA, 2014); e da Zona *Cantábrica*, na Espanha (ORÍO et al., 2014); vale ressaltar o andamento de atividades na Polónia e Grã-Bretanha, assim como na França e Alemanha (CANBAZ et al., 2020). Já nas Américas Central e do Sul, além do possível desenvolvimento em larga escala dos recursos de GF da Formação *Vaca Muerta*, Bacia *Neuquén* (EPE, 2020a) (Fig. 16), destaca-se o potencial de países como México, Colômbia, Venezuela, Paraguai, Chile, Bolívia e Brasil (RABBIA, 2020; GÓMEZ, 2014).

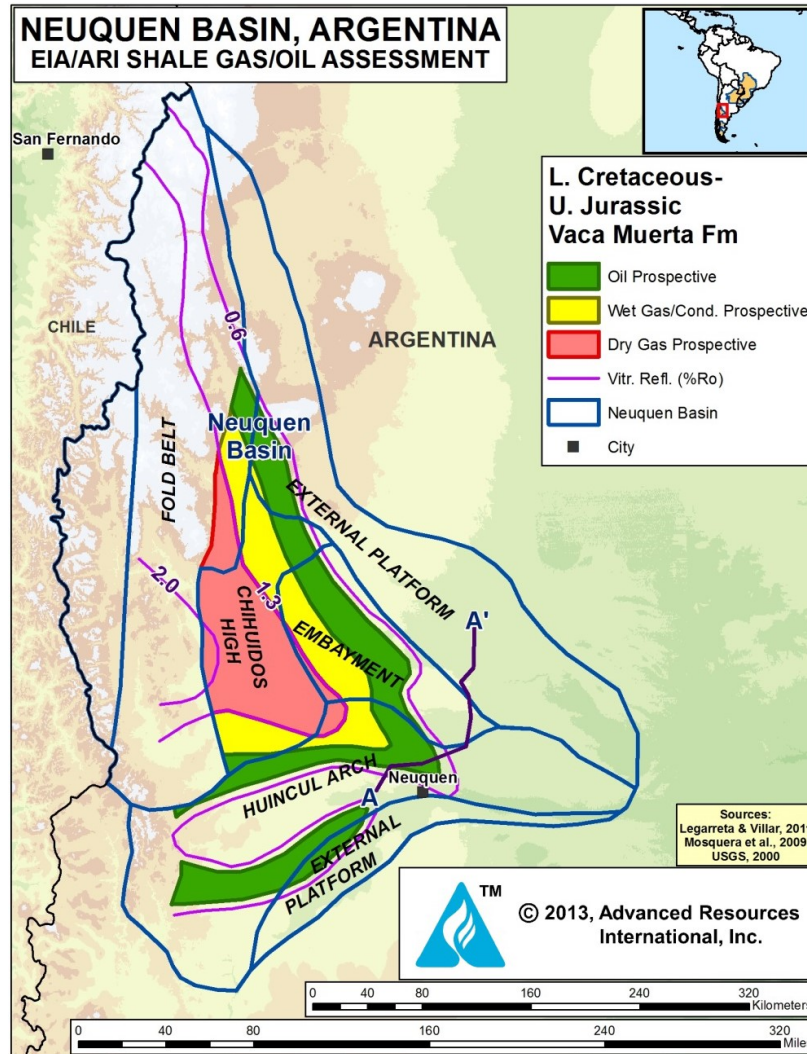


Fig. 16: localização e janelas para gás em folhelho na Formação *Vaca Muerta*, Argentina (EIA, 2013).

2.1.3. Contexto Brasileiro

Os primeiros registros de folhelhos negros com acumulações de gás natural no Brasil datam de 1922, advindos de campanhas em busca de carvão em Marechal Mallet, no Paraná (PEYERL, 2017). Ainda assim, as primeiras estimativas de seus volumes foram realizadas somente em 2013 – pela ANP, resultando em 11,7 trilhões de m³ (DELGADO, 2019); e pela EIA, quantificando os recursos tecnicamente recuperáveis em 245 TCF, o que atribuiu ao país a décima posição dentre os 41 países avaliados (EIA, 2013). Essas estimativas contribuíram para a perspectiva de modificação do panorama energético brasileiro (ROCHA, 2016), dada a possível introdução de uma nova alternativa em sua matriz energética (DINIZ, 2021).

As bacias do Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Solimões apresentam os principais *plays* para GF no país (DELGADO; SANTOS, 2021; EPE, 2021a) (Fig. 17). Atualmente, as pesquisas se concentram na caracterização técnica e

econômica-energética das formações Irati e Ponta Grossa, na Bacia do Paraná (Fig. 18), vide Monteiro (2013), Lemos (2015), Santos (2015), Auwarter (2016), Rocha (2016), Santos (2017) e Mabecua (2018); investigando, ainda, possibilidades para o CCUS, como as de San Martín-Cañas (2020), Masulino (2020) e Rocha (2021). Há destaque, também, para a Bacia do Recôncavo, visto seu grau de conhecimento e de exploração convencional (MME et al., 2020).

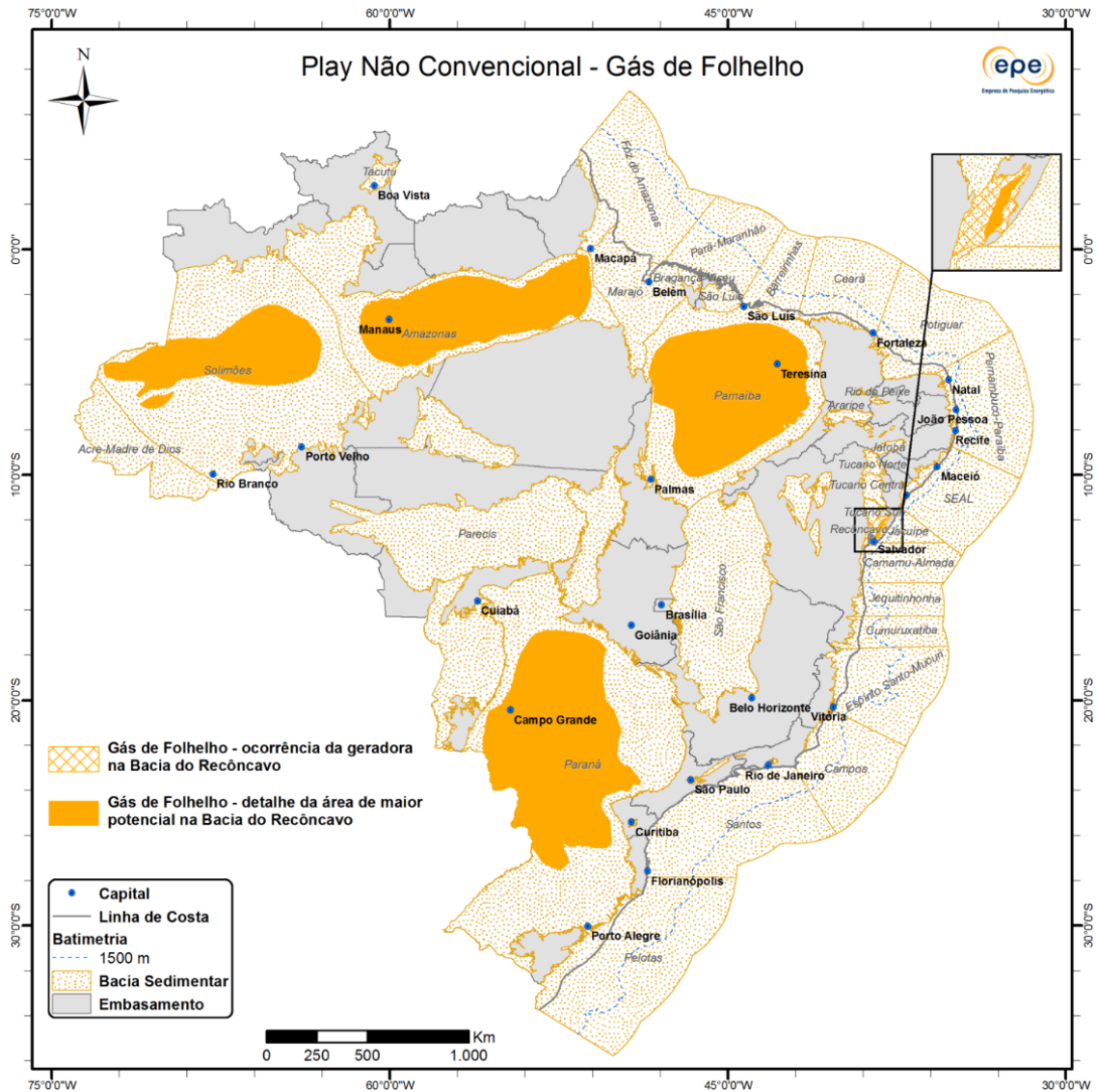


Fig. 17: plays brasileiros para gás em folhelho (EPE, 2019a).

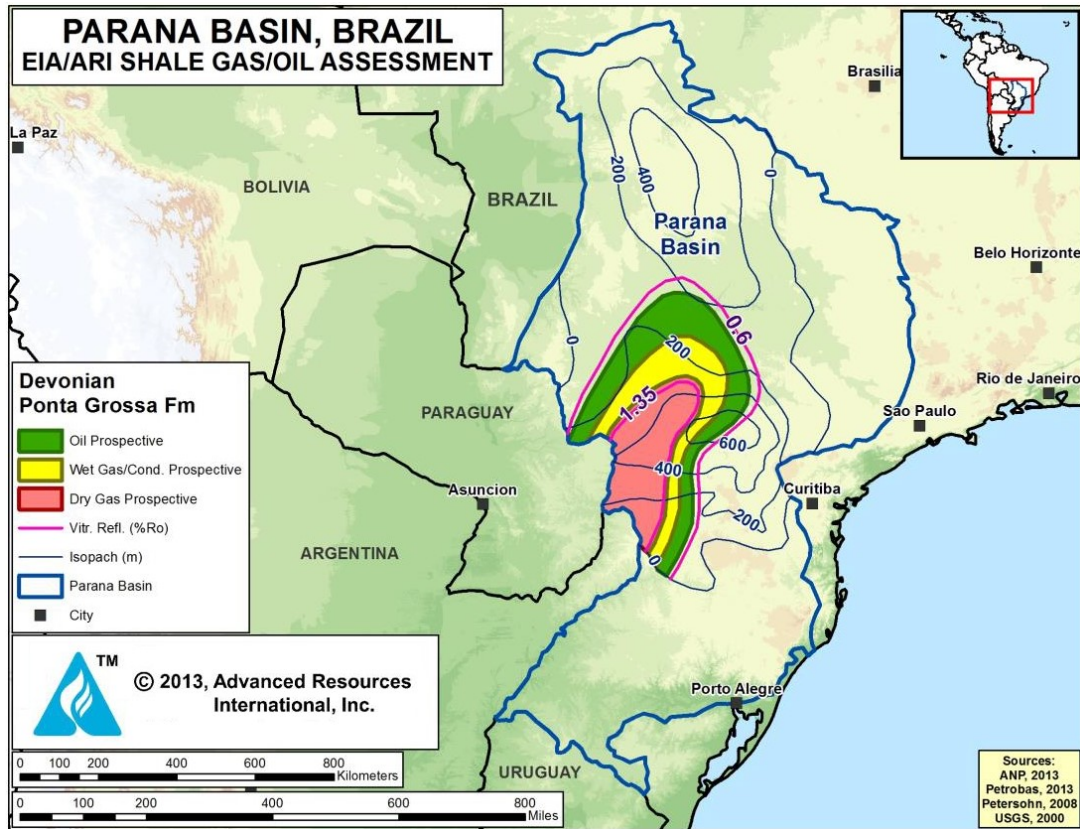


Fig. 18: descrição do potencial da Bacia do Paraná (EIA, 2015).

Já no âmbito institucional, suas perspectivas de aproveitamento são contempladas: a) pelo REATE⁹, com o fomento à estudos técnicos de áreas potenciais por meio de parcerias público-privadas, considerando o estímulo à atividades em bacias *onshore* (MME et al., 2020); e b) pelo Projeto Poço Transparente, com a ampliação de conhecimento dos reservatórios de GF e do acompanhamento social de práticas do fraturamento hidráulico, em caráter similar a experiências internacionais (MME et al., 2022). Delgado (2018) e Delgado e Santos (2021) apontam que a função dessas iniciativas é, sobretudo, a abertura para novos investimentos na cadeia do gás, contribuindo para sua modernização, independência e segurança energética.

Entretanto, observam-se incertezas quanto aos possíveis impactos do fraturamento e seus dispositivos de licenciamento e fiscalização (LENHARD, 2016; SUÁREZ, 2016). Isso repercutiu no Projeto de Lei (PL) nº 6.904/2013 (Moratória Ambiental) (CARDOSO, 2019), após a suspensão da 12ª Rodada de Licitações da ANP (2013) devido a manifestações jurídicas, legislativas e civis contrárias a disponibilidade de 11 blocos potenciais para GF (MIRANDA;

⁹ O Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) objetiva, por meio da implantação de uma política nacional: a reativação exploratória e produtiva em ambientes *onshore*; o aumento regular na produção competitiva de gás natural; o fomento ao aproveitamento de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade; o estímulo ao desenvolvimento local e regional; e o aumento da competitividade da indústria petrolífera terrestre (MME et al., 2020).

COSTA, 2021) (Fig. 19). Vale destacar que, após o arquivamento deste PL, diretivas semelhantes entraram em debate na esfera federal – como o PL nº 1.935/2019, para a proibição, no Código de Minas, da exploração de gás via fraturamento hidráulico (BRASIL, 2019).

Mapa do *Fracking* no Brasil (2014/2015)

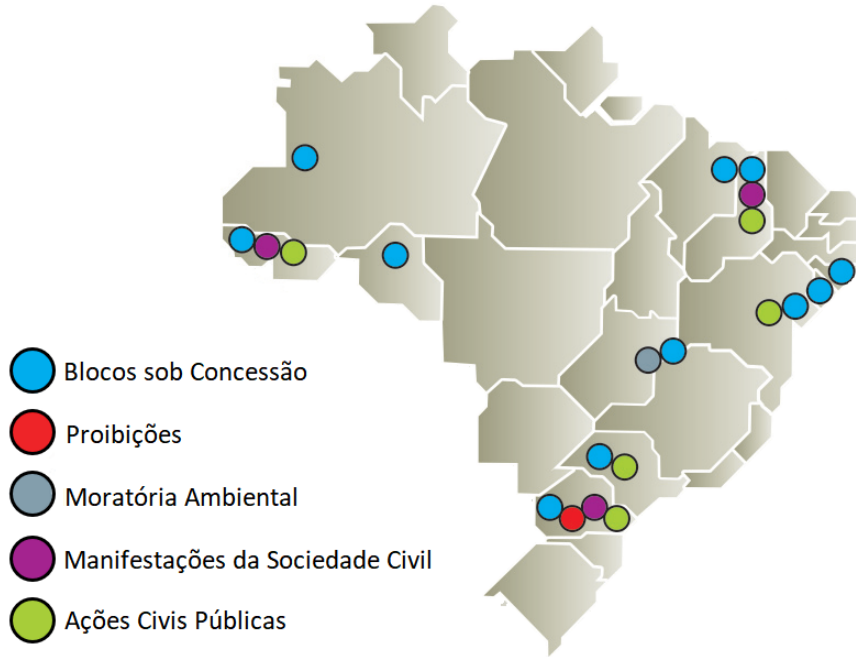


Fig. 19: localização dos 11 blocos licitados e das repercussões após a 12ª Rodada da ANP. Modificado de IBASE (2015).

Partindo disso, Guerra (2014), Moulin (2014) e Marinho (2018) indicam a importância do aperfeiçoamento de dispositivos regulatórios para a exploração de GNCC no Brasil, de modo a garantir competitividade para o seu desenvolvimento e evitar judicializações pela ausência de disposições específicas (DELGADO; SANTOS, 2021). Nesse sentido, destacam-se a Resolução nº 21/2014 da ANP, estabelecendo os requisitos de segurança operacional e de preservação ambiental para a aplicação do fraturamento hidráulico (BRASIL, 2014); e o projeto MA-09 do CTMA/PROMIP¹⁰, com estudos técnicos e normativos à luz de regulações europeias e análises de riscos e salvaguardas socioambientais (MME et al, 2016; COUTINHO et al, 2015).

¹⁰ O Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP) consiste em uma colaboração interministerial e institucional para a investigação de questões críticas relativas à produção de recursos não convencionais no Brasil, visando a implementação de políticas públicas para o seu aproveitamento responsável (MME et al., 2016).

2.2. AVALIAÇÃO DE RECURSOS DE GÁS EM FOLHELHO

2.2.1. Analogias Geológicas e Estimativas de Gás

Mumtaz et al. (2020), Popova (2018) e Sidle e Lee (2010) definem que reservatórios análogos, em termos de avaliações de recursos, apresentam similaridades em propriedades e processos litológicos, estratigráficos, geoquímicos e de reservatório, sendo aplicados em análises de reservatórios-alvo com déficit de informações críticas por meio de parâmetros selecionados (PEREZ-VALIENTE et al., 2014). Ao indicar correlações entre áreas de alto e baixo *status* de conhecimento geológico (HOWELL; MARTINIUS; GOOD, 2014), esse método contribui para redução de custos em projetos de óleo e gás em seus estágios iniciais (POPOVA, 2018), mitigando incertezas exploratórias (BHUSHAN; HOPKINSON, 2002).

Essa técnica é fundamental para a avaliação de reservatórios de gás em folhelho (OLIVEIRA, 2015), sobretudo em bacias de nova fronteira (SATTER; IQBAL, 2016), pelo emprego de parâmetros de potencial como: área prospectiva, espessura, profundidade, COT e grau de maturação via dados geoquímicos (XINJUN et al., 2012; CHARPENTIER; COOK, 2012). Nesse sentido, Kun et al. (2010) enfatizam a necessidade de construção de bases de dados para a determinação de formações análogas para reservatórios de gás não convencional, bem como a definição de limites para a interpretação quantitativa dos parâmetros de interesse entre essas unidades e os reservatórios-alvo.

Como exemplo de integração desses conceitos, observa-se o método para avaliação e predição de GNNC em áreas inexploradas desenvolvido na *Texas A&M University*, composto pelas ferramentas BASIN, FAST e PRISE¹¹ (KUN, 2012). A primeira possibilita a comparação entre bacias de referência norte-americanas e bacias-alvo em outros países, para predizer o seu potencial por meio de características de reservatório (Fig. 20) (SINGH, HOLDITCH; AYERS, 2007). A segunda determina unidades análogas entre ambas as bacias pelo cruzamento de parâmetros geoquímicos, estratigráficos e de reservatório (Fig. 21) (KUN, 2012). Já a terceira realiza, para as bacias/formações-alvo análogas, estimativas de recursos via analogias aos volumes de GNNC norte-americanos (OLD, 2008).

¹¹ Respectivamente, siglas para *Basin Analog System Investigation*, *Formation Analog Selection Tool* e *Petroleum Resources Investigation Summary and Evaluation* (KUN, 2012).

No.	Category / Parameter	No.	Reservoir	No.	Reservoir (cont.)
General Basin		1	Lithology	28	Natural Fractures (Y,N)
1	Basin Type	2	Age Min	29	Fracture type
2	Basin Area Min (mi2)	3	Age Max	30	Min Temperature (°F)
3	Basin Area Max (mi2)	4	Depositional System	31	Max Temperature (°F)
4	Fill Thickness Min (ft)	5	Present Depth Min (ft)	32	Geothermal Gradient (°F/100ft)
5	Fill Thickness Max (ft)	6	Present Depth Max (ft)	33	Gas Gravity Min
6	Deforming Stress Type	7	Gross Thickness Min (ft)	34	Gas Gravity Max
7	Conventional Gas Cumulative Production (Tcf)	8	Gross Thickness Max (ft)		
8	Conventional Oil Cumulative Production (Tcf)	9	Net Thickness Min (ft)		
Source Rock		10	Net Thickness Max (ft)		
1	Rock Type	11	Pressure Min (psi)		
2	Age Min	12	Pressure Max (psi)		
3	Age Max	13	Pressure Regime (O,N,U)		
4	Depth Min (ft)	14	Porosity Min (%)		
5	Depth Max (ft)	15	Porosity Max (%)		
6	Thickness Min (ft)	16	Permeability Min (mD)		
7	Thickness Max (ft)	17	Permeability Max (mD)		
8	Kerogen Type	18	Water Saturation Min (%)		
9	Vitrinite reflectance Min (%)	19	Water Saturation Max (%)		
10	Vitrinite reflectance Max (%)	20	Migration Distance Min (ft or mi)		
11	Total Organic Content Min (wt%)	21	Migration Distance Max (ft or mi)		
12	Total Organic Content Max (wt%)	22	Migration Direction (Vert., Hor.)		
		23	Seals		
		24	Traps Type		
		25	Fluid Type		
		26	Oil API Min (deg)		
		27	Oil API Max (deg)		

Fig. 20: parâmetros de reservatório acoplados ao BASIN (KUN, 2012).

		Reference Basin: Piceance		
		Formation	Formation	Formation
SR	For	Mesaverde Group	William Fork	Iles
		Mesaverde	William Fork	Iles
General Basin				
1	Basin Type	1 Foreland		
2	Basin Area Min	2 7500 sq Miles		
3	Basin Area Max	3 15000 sq Miles		
4	Fill Thickness Min	4 15000 ft		
5	Fill Thickness Max	5 25000 ft		
6	Deforming Stress Type	6 Compressive		
Source Rock				
1	Rock Type	1 Shale	Shale	Shale
2	Age Min	2 Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)
3	Age Max	3 Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)
4	Depth Min	4 1000 ft	5000 ft	5000 ft
5	Depth Max	5 6000 ft	10000 ft	10000 ft
6	Thickness Min	6 500 ft	1500 ft	500 ft
7	Thickness Max	7 1500 ft	4500 ft	1500 ft
8	Kerogen Type	8 Type III	Type III	Type III
9	Vitrinite reflectance Min	9 0.6%	0.8%	0.8%
10	Vitrinite reflectance Max	10 0.9%	2%	2%
11	Total Organic Content Min	11 2%	1%	1%
12	Total Organic Content Max	12 5%	5%	5%
Formation (Reservoir)				
1	Lithology	1 Tight Sand	Tight Sand	Tight Sand
2	Age Min	2 Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)
3	Age Max	3 Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)	Cretaceous (Late)
4	Depositional System	4 Deltaic - Fluvial/River d	Fluvial	Submarine Fan/Turbidit

Fig. 21: interface de comparação entre diferentes formações no FAST, considerando a base de dados do BASIN (KUN, 2012).

Geralmente, os volumes de gás são obtidos a partir de volumes de rocha – pela relação direta entre o produto da área da formação de referência por sua espessura e seu respectivo volume de recursos previamente conhecido, para posterior analogia ao reservatório-alvo nos mesmos critérios (SAWAKI, 2003; TASSINARI, 2020). Contudo, Alexander (1993) ressalta que o emprego desses métodos apresenta restrições, relacionadas: a) a interpretação de dados de reservatório e dos análogos; b) as escalas de comparação entre análogos de alta e baixa dimensões; c) ao grau de liberdade dos parâmetros-chave; e d) a disponibilidade de dados para os reservatórios-alvo. Isso implica na necessidade de um tratamento sistemático sobre os aspectos particulares de cada reservatório antes da execução das analogias (OLIVEIRA, 2015).

Tab. 2: estimativa de recursos de gás em folhelho para a Formação Pimenteiras, Bacia do Parnaíba, a partir de sua analogia à Formação *Barnett*. Elaborado a partir de Tassinari (2020).

Formação / Bacia	Volume (Km ³)	Recursos Estimados (TCF)
<i>Barnett / Fort Worth</i>	1.196	30
Pimenteiras / Parnaíba	2.560	64*
<i>*Resultado aproximado obtido por meio da relação: (2.560 * 30) / 1.196</i>		

2.2.2. Avaliação de Recursos Contínuos pelo U.S. *Geological Survey*

Em conformidade com os tipos de avaliações descritas por Zou et al. (2017); Schmoker (2002), Hongjun et al. (2016), Satter e Iqbal (2016) e Canbaz et al. (2020) apontam a relevância do uso de métodos de analogia, volumétricos e de performance de reservatório para a estimativa de recursos contínuos. Dentre estes, o método desenvolvido pelo USGS, denominado como *Assessment for Continuous Petroleum Accumulations*, destaca-se pela possibilidade de estimativa de produção futura de gás em folhelho por meio de analogias e da performance atual de seus reservatórios – via dados de poços –, desconsiderando estimativas volumétricas pela parcialidade exploratória das áreas avaliadas (BASTO, 2014; SCHMOKER, 2005; 2002).

Com seu desenvolvimento nos anos 1990 e a adição de melhorias nas décadas seguintes (MARRA, 2018), esse método tem sido bem sucedido na avaliação de províncias geológicas nos EUA e mundo afora (MARRA et al., 2015; HONGJUN et al., 2016). Em regiões com baixo volume de dados ou com desenvolvimento imaturo, sua aplicação torna-se viável por analogias entre as unidades de avaliação regionais e campos norte-americanos (POTTER, 2018); permitindo, assim, a estimativa de recursos não descobertos (POLLASTRO, 2007). Observam-

se, ainda, vantagens frente às estimativas de *gas-in-place* que necessitam de parâmetros nem sempre acessíveis, como o fator de recuperação do reservatório (SCHMOKER, 2002).

Schmoker (2005) aponta que seu funcionamento inicial consistia na estimativa de recursos por meio de células de reservatório conceituais, dimensionadas a partir das áreas de drenagem dos poços e ideais quanto a *sweet spots*¹² para produção de gás. Essas células se dispunham no interior de uma acumulação contínua (Fig. 22), previamente delineada por estudos geológicos (SCHMOKER, 2005), sendo avaliadas somente as que apresentassem potencial de contribuição para as estimativas e que ainda não houvessem sido testadas em perfurações (SCHMOKER, 2002). Esta abordagem garantia um melhor entendimento dos elementos e processos do sistema petrolífero como um todo (POLLASTRO, 2007).

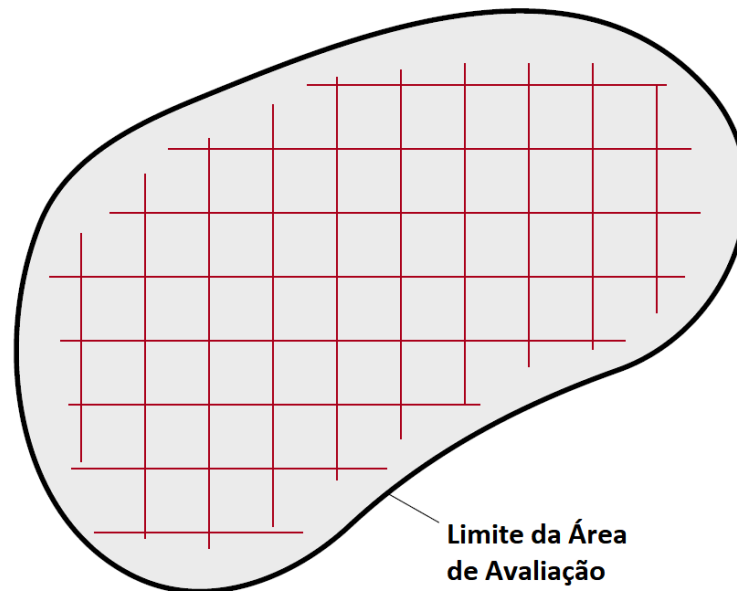


Fig. 22: exemplo de um conjunto de células de reservatório virtuais dispostas em malha, compondo uma acumulação contínua genérica. Modificado de Schmoker (2005).

Posteriormente, a delimitação das células incorporou elementos probabilísticos, dadas as incertezas associadas às acumulações de gás em folhelho (CHARPENTIER; COOK, 2010; CROVELLI; CHARPENTIER, 2012). De acordo com Charpentier e Cook (2012), a complexidade dessas incertezas refletiu na substituição das células por unidades de avaliação hipotéticas pontuais, com o volume de recursos concentrado nos poços e avaliado com base na maturação termal, COT, extensão, espessura e profundidade dos reservatórios. Atualmente, o

¹² Nesse contexto, referem-se a áreas definidas com acumulações contínuas relativamente potenciais para a ocorrência e produção de gás (SCHMOKER, 2005).

volume final dessas unidades é obtido por meio de um programa baseado no Método Monte Carlo¹³ (CHARPENTIER; COOK, 2012).

Esse método foi responsável pelas primeiras estimativas de GF na Formação *Barnett*, descritas por Pollastro (2007) com o uso das células conceituais, bem como por suas recentes atualizações, apresentadas em Marra (2018) já com as unidades de avaliação. Ainda nos EUA, essa técnica foi utilizada por Coleman et al. (2011) e por Kirschbaum et al. (2012) para a avaliação das formações *Marcellus* e *Utica*, respectivamente, na Bacia *Appalachian*. Na China, verifica-se o estudo de Potter (2018) para as formações *Qiongzushi*, *Wufeng-Longmaxi* e *Longtan*, na Bacia *Sichuan*. No Brasil, Schenk et al. (2017) estimaram os recursos não descobertos tecnicamente recuperáveis das bacias do Parnaíba, Solimões e Amazonas (Fig. 23).

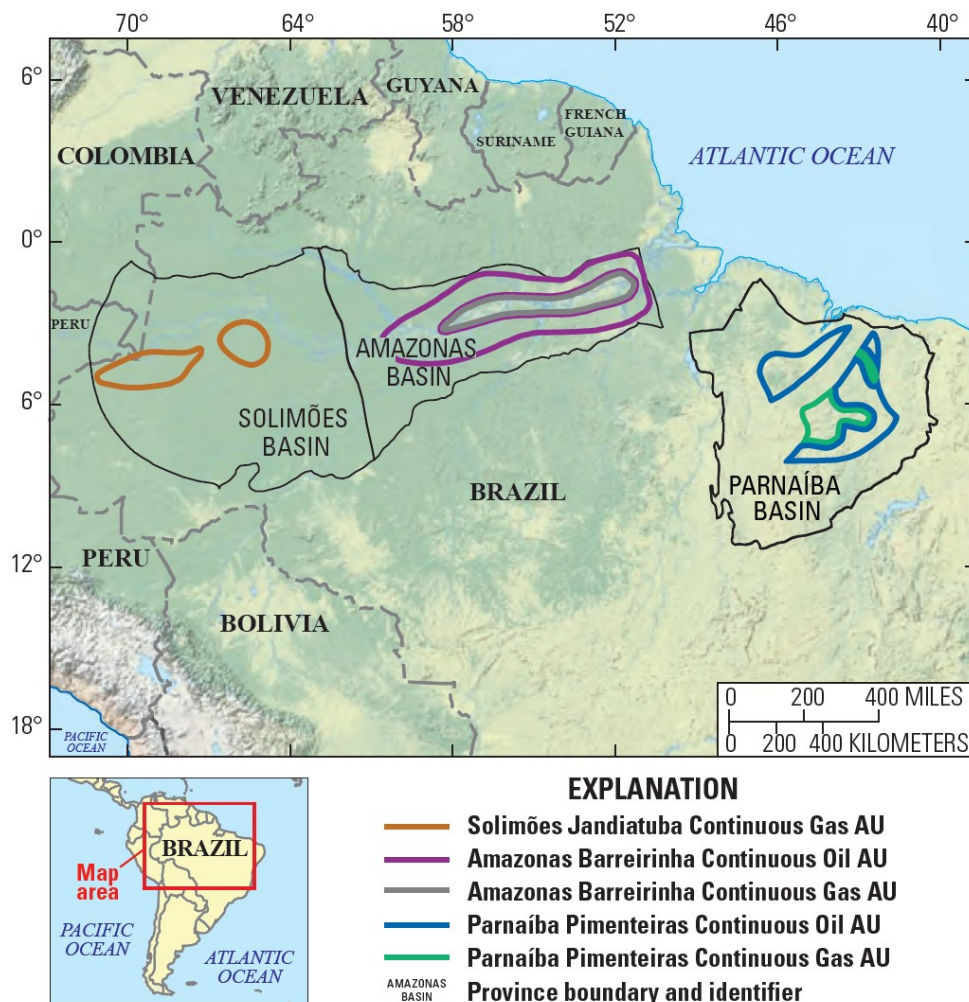


Fig. 23: bacias brasileiras analisadas pelo USGS e suas respectivas unidades de avaliação para óleo e gás não convencionais (SCHENK et al., 2017).

¹³ O Método Monte Carlo consiste na modelagem da probabilidade de resultados diferentes ocorrerem em processos de baixa previsibilidade, vista a influência de variáveis instáveis, sendo empregado comumente empregado na indústria do petróleo para a observação dos efeitos de incertezas em tomadas de decisões (CANBAZ et al., 2020).

2.3. PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA AMAZÔNIA BRASILEIRA

2.3.1. Recursos e Reservas Convencionais e Não Convencionais

A Amazônia Brasileira concentra uma ampla gama de recursos minerais, ecossistêmicos e energéticos (CASTRO et al., 2017), destacando o seu potencial para recursos convencionais e não convencionais (JUNG; COSTA, 2021; MONTEIRO; CARDOSO; TASSINARI, 2021). A título de exemplo, somente o estado do Amazonas compreende 12,7% das reservas provadas de gás natural convencional no Brasil, atingindo cerca de 42 bilhões de m³ em 2020 (ANP, 2021a). Soma-se a isso a avaliação de novas fronteiras exploratórias de óleo e gás na Margem Equatorial, dadas as perspectivas de aproveitamento similar ao de regiões geologicamente análogas (PETROBRAS, 2022; ZALÁN; HODGSON; SAUNDERS, 2019).

No ambiente *onshore*, as principais reservas estão concentradas nas bacias do Amazonas e Solimões (EPE, 2021a). Os sistemas petrolíferos convencionais da Bacia do Amazonas são compostos pela Formação Barreirinha (geradora) e formações Nova Olinda, Monte Alegre e Curiri (reservatórios e selantes), com a predominância de armadilhas estratigráficas e estruturais (LOUREIRO et al. 2021); são identificados, também, *plays* nas formações Trombetas e Purus (EPE, 2021a). Além de suas reservas de gás convencional, estimadas em cerca de 7 bilhões de m³ (ANP, 2022a), vale ressaltar o seu potencial para gás em folhelho na Formação Barreirinha, cujo volume de recursos avaliados – em 100 TCF por EIA (2015) e 33 TCF por Schenk et al. (2017) – é o maior dentre as bacias amazônicas.

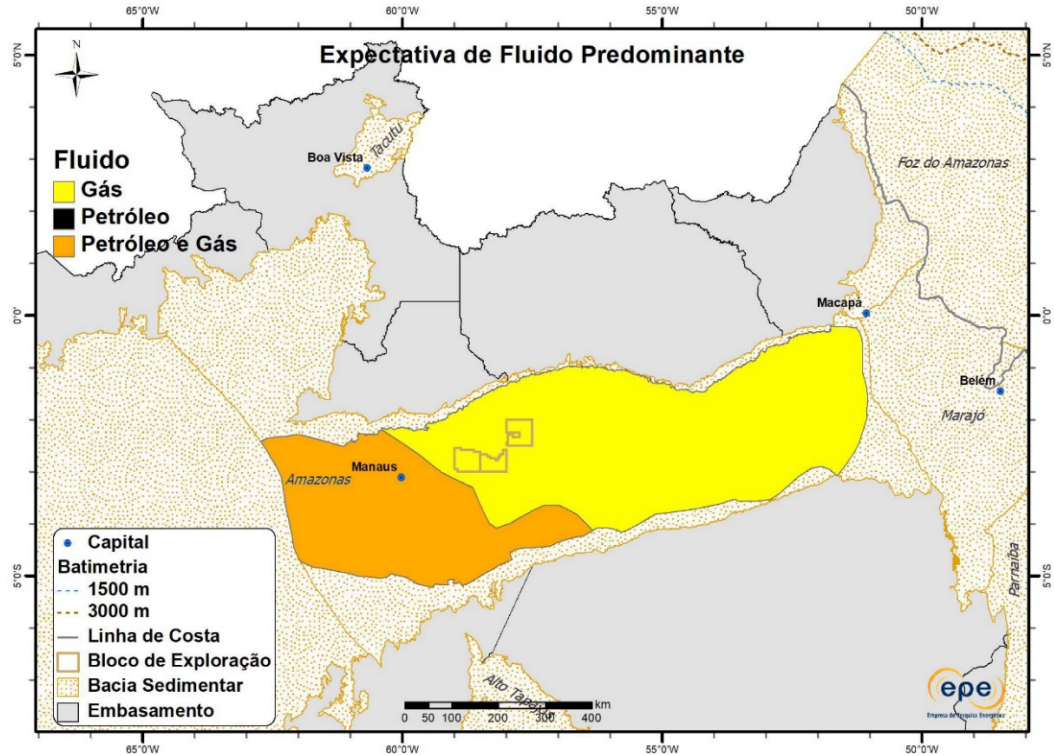


Fig. 24: distribuição espacial das expectativas para óleo e gás convencionais na Bacia do Amazonas; nota-se a predominância da possível ocorrência de gás natural (EPE, 2021a).

Já para a Bacia do Solimões, EPE (2021a) denomina seus *plays* convencionais como Juruá, Jandiatuba e Purus, de acordo com os folhelhos geradores das formações Jandiatuba e Uerê e os reservatórios areníticos das formações Juruá e Uerê (CIOCCARI; MIZUSAKI, 2019). Suas reservas estão em torno de 49 milhões de barris de petróleo e pouco mais de 38 bilhões de m³ de gás natural, considerando reservas provadas, prováveis e possíveis (ANP, 2022a). Ademais, de modo semelhante à Formação Barreirinha na Bacia do Amazonas, há indicativos de gás em folhelho na Formação Jandiatuba, com estimativas médias de recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis de 4 TCF (SCHENK et al., 2017) e 65 TCF (EIA, 2015) (Fig. 25).

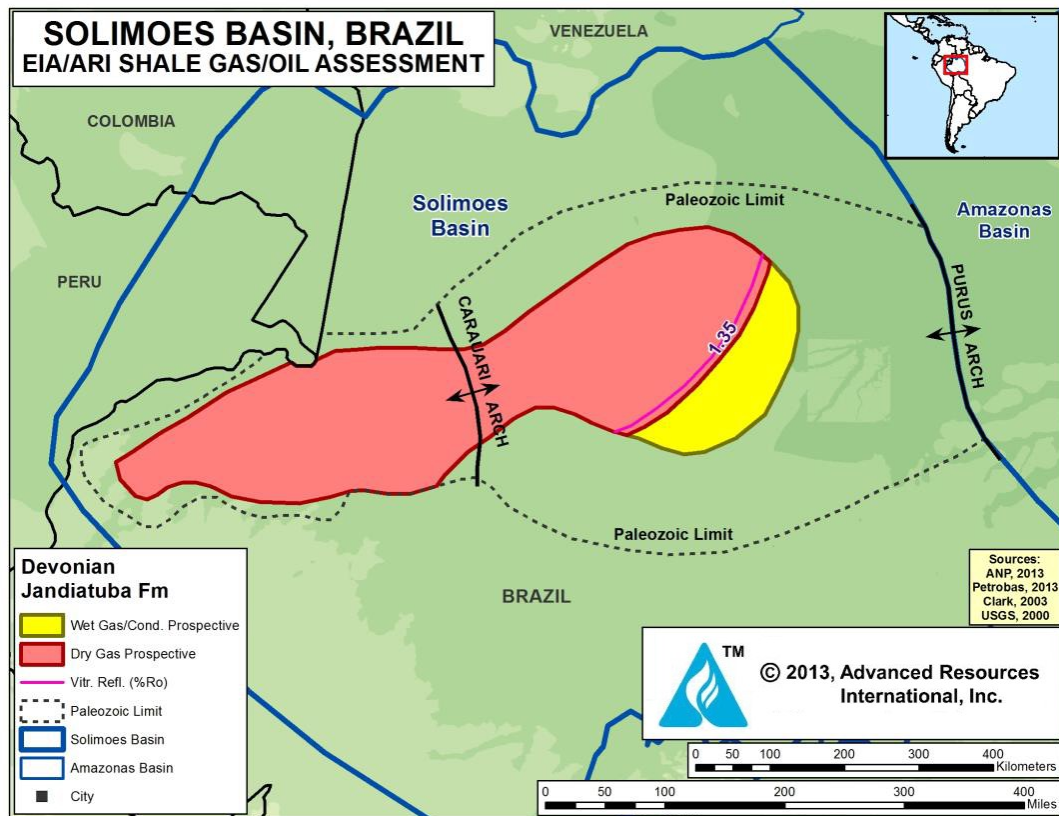


Fig. 25: área prospectiva para gás seco e úmido/condensado em folhelho na Formação Jandiutuba, Bacia do Solimões (EIA, 2015).

Quanto às bacias *offshore*, sobressaem-se as possibilidades em águas ultra profundas: a) dos arenitos turbidíticos da Formação Travosas, Bacia do Pará-Maranhão, dada sua correlação aos *plays Jubilee*, na Margem Equatorial Africana, e *Zaedyus*, na Guiana Francesa (PELLEGRINI; RIBEIRO, 2018) (Fig. 26); e b) dos *plays* Cretáceos nos sistemas petrolíferos Cassiporé/Codó-Limoeiro e Limoeiro-Limoeiro, Bacia da Foz do Amazonas, considerando a integração entre dados geofísicos e geoquímicos (CRUZ; RIBEIRO; SILVA, 2021). Mello et al. (2013), Zalán (2015) e Zalán, Hodgson e Saunders (2019) corroboram tais possibilidades ao analisar atributos estruturais, geotermiais e indícios de acumulações em zonas de falha dessas bacias, o que tende a se estender para outras bacias da margem equatorial amazônica.

A Bacia do Pará-Maranhão apresenta o maior potencial de descobertas convencionais, com estimativas preliminares de recursos prospectivos recuperáveis na ordem de 20 a 30 milhões de barris de petróleo (BARROS FILHO; CARMONA; ZALÁN, 2021). Por outro lado, a Bacia da Foz do Amazonas concentra, para além dos recursos convencionais, expectativa de ocorrência de hidratos de metano em sua porção distal, nos sedimentos do Mioceno-Pleistoceno do Cone do Amazonas (EPE, 2021a; MONTEIRO, 2019) (Fig. 27). Com avaliações de

potencial a partir de dados geoquímicos e sísmicos (KETZER et al., 2018; AGUIAR et al., 2021), esses recursos estão estimados em, aproximadamente, 12 trilhões de m³ (EPE, 2016).

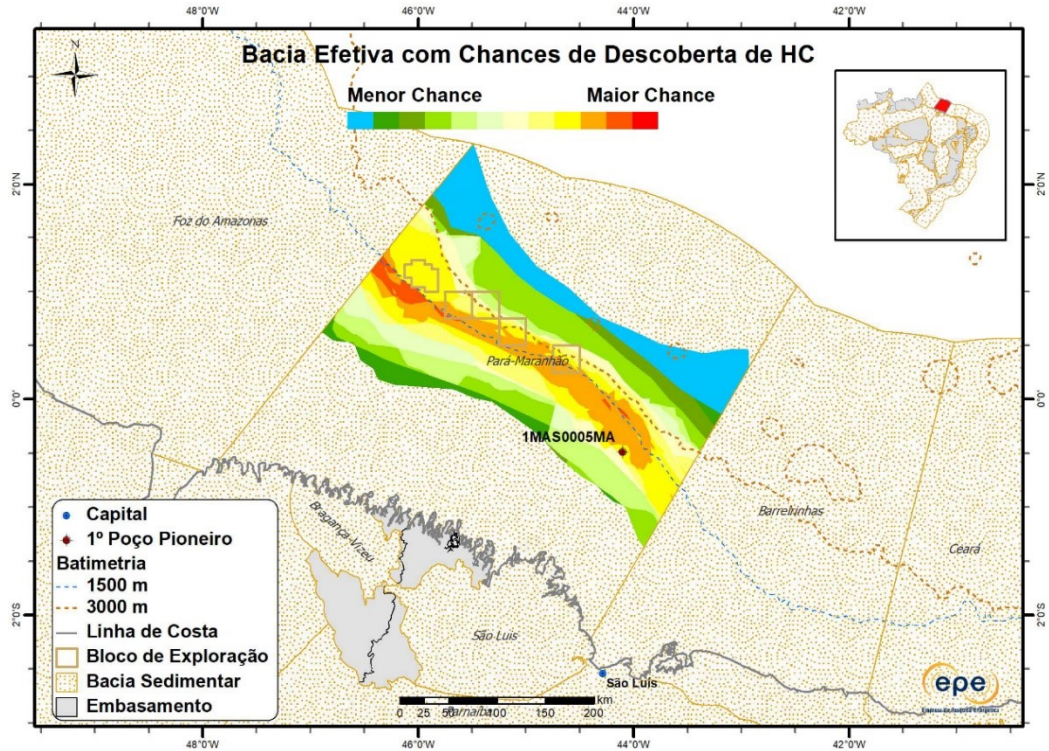


Fig. 26: probabilidade de descoberta de recursos na Bacia do Pará-Maranhão, com maiores chances entre 1.500 e 3.000 m de profundidade (EPE, 2021a).

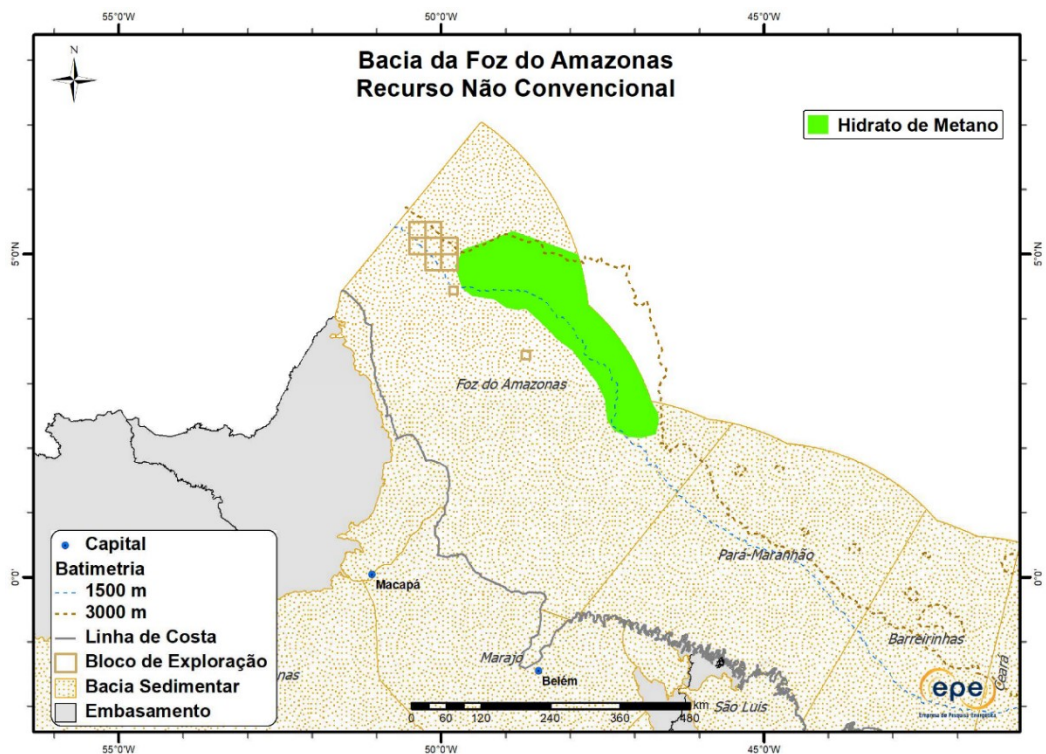


Fig. 27: potencial *play* para hidratos de metano na Bacia da Foz do Amazonas (EPE, 2021a).

2.3.2. Atividades de Exploração, Produção e Desenvolvimento

O início das atividades petrolíferas na Amazônia remonta ao final do Segundo Reinado, com concessões federais para o desenvolvimento de estudos na cidade de Cametá (PA) em 1888 (PEYERL, 2017). A partir de 1907, com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, ocorreram perfurações pioneiras na Bacia do Amazonas; sobretudo ao longo da década de 1920, centralizadas em Itaituba (PA) (DIGNART; VIEIRA, 2008; PEYERL, 2017) – cidade onde, em 1930, houve a primeira declaração de ocorrência de gás natural (EIRAS, 2011). Vale destacar, também, a contribuição dos levantamentos geológicos e geofísicos em nome do Conselho Nacional do Petróleo, realizados na bacia a partir de 1939 (MENDES, 1957).

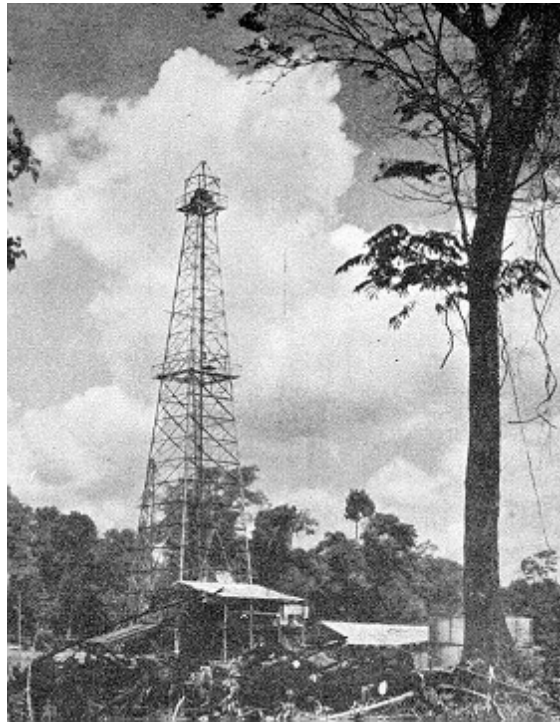


Fig. 28: primeiro poço para a pesquisa petrolífera na Amazônia, na Bacia do Amazonas, datado de 1917 (SAUER, 2003).

Com a fundação da PETROBRAS, em 1953, a Amazônia se tornou prioridade para suas campanhas de prospecção, o que culminou, em 1955, na primeira descoberta de petróleo na região, no município de Nova Olinda do Norte (AM), Bacia do Amazonas (NOGUEIRA; NETO, 2021). Destaca-se, ainda nesse período, a inauguração da refinaria de Manaus, em 1956 (SAUER, 2003). Contudo, baseando-se no caráter antieconômico das descobertas posteriores (LOUREIRO et al., 2021), a empresa direcionou suas pesquisas, a partir de 1978, para a Bacia do Solimões e a Margem Equatorial (NOGUEIRA; NETO, 2021; SAUER, 2003). Isso resultou,

em 1986, na declaração do primeiro campo comercial de óleo e gás na região – a província petrolífera do Rio Urucu, Bacia do Solimões (AM) (CARTAXO et al., 2006) (Fig. 29).



Fig. 29: Província Petrolífera do Rio Urucu, em meio a Hileia Amazônica (OLIVEIRA, 2016).

Dadas a delimitação de suas reservas e implantação da Base de Operações Geólogo Pedro de Moura, a província de Urucu iniciou sua produção em 1988, com média de 3.500 barris/dia (LEYEN, 2008); cujo escoamento foi potencializado pela inauguração do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, em 2006 (MATOS et al., 2011). Ainda na década de 1980, Loureiro et al. (2021) apontam a retomada exploratória na Bacia do Amazonas, com novas descobertas subcomerciais que culminaram na declaração de viabilidade econômica para dois campos gasíferos: Azulão, em 1999, com gás natural e condensado; e Japiim, em 2001, com gás não associado; ambos no Leste do Amazonas (CARDOSO, 2019; NOGUEIRA; NETO, 2021).

Atualmente, a produção de óleo e gás na Amazônia se limita ao abastecimento interno, (AZEVEDO JUNIOR, 2017), mesmo que o seu volume de gás seja o segundo maior do país em termos de produção terrestre (FIRJAN et al., 2018). Isso fomentou a atração de novas empresas para a região, a fim de impulsionar o seu aproveitamento produtivo ao passo dos desinvestimentos da PETROBRAS em ativos terrestres e no *downstream* (SODRÉ, 2021) e da concessão de novos blocos exploratórios (LOUREIRO et al., 2021). Como resultado imediato, em 2021, houve a declaração de descobertas de gás nos blocos de Anebá (Bacia do Amazonas) e Juruá (Bacia do Solimões) (ENEVA, 2022a) (Fig. 30).



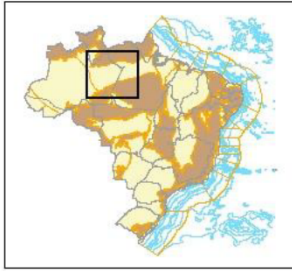
Fig. 30: localização dos blocos Anebá e Juruá, bacias do Amazonas e do Solimões, respectivamente. Modificado de ENEVA (2022a).

Nesse recente fortalecimento das atividades *onshore*, inserem-se também: a reativação produtiva do campo de Azulão (ENEVA, 2022b); novas perfurações de caráter exploratório em 2022 (FGV, 2022); e a disponibilidade, no Terceiro Ciclo da Oferta Permanente (OP)¹⁴, de blocos para óleo e gás convencionais na Bacia do Amazonas (LOUREIRO et al., 2021), compreendendo, no Setor Leste, regiões próximas a zona prospectiva para gás em folhelho de Caputo (2010), no Pará (Fig 31). Simultaneamente, na Margem Equatorial, destacam-se a inclusão de 218 blocos na OP (ANP, 2022b) e o retorno da PETROBRAS para as bacias da região, vistas as chances de novas descobertas em águas ultra profundas (PETROBRAS, 2022).

¹⁴ Estabelecida pela Resolução nº 17/2017 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Oferta Permanente da ANP consiste na disponibilização contínua, para licitação, de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais em bacias terrestres e marítimas, sem a existência de um calendário pré-estabelecido como nas rodadas tradicionais (COSTA; ESTEVES, 2020).



Bacia do Amazonas



Legenda

- Setores OP
- Blocos Ofertados - OP
- Capitais
- Bacia Sedimentar
- Embasamento
- Limites Estaduais

Data de Atualização: 30/07/2021
Datum: SIRGAS 2000
Escala: 1:2.800.000

ANP/SDT

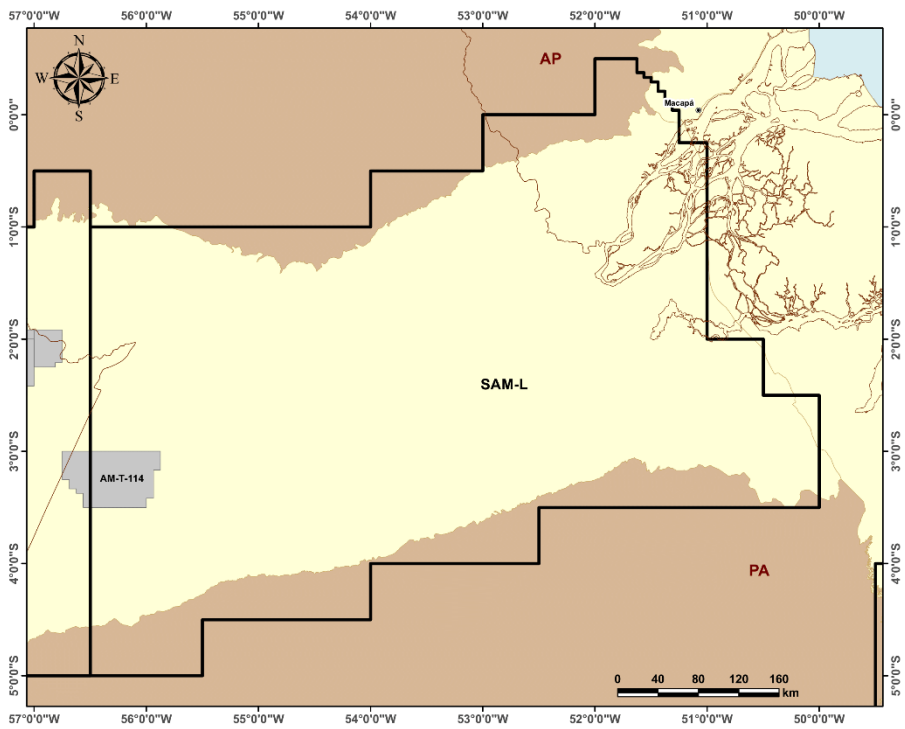
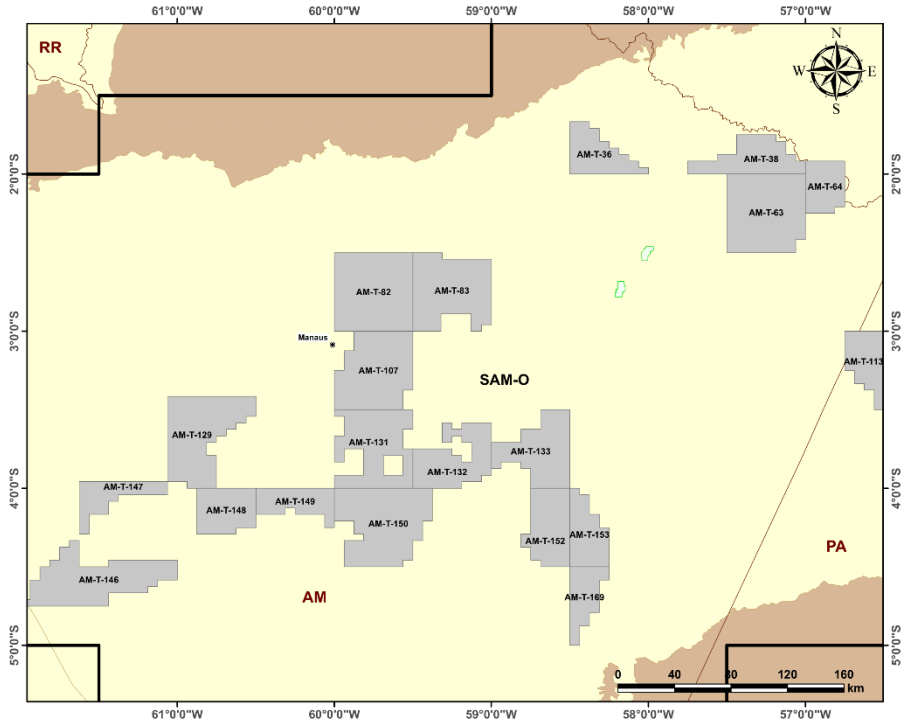


Fig. 31: blocos na Bacia do Amazonas para o Terceiro Ciclo da OP. Destaca-se o bloco AM-T-114, no setor SAM-L, dada a sua relativa proximidade com a zona prospectiva de GF. Adaptado a partir de ANP (2021b) e ANP (2021c).

2.4. ÁREA DE ESTUDOS E RESERVATÓRIO-ALVO

2.4.1. Bacia do Amazonas

A Bacia do Amazonas se localiza na porção oriental da Amazônia Brasileira, entre o Pará, Amazonas e Amapá, com área efetiva¹⁵ de 391.387 Km² e maturidade exploratória para nova fronteira (EPE, 2019a, 2021a). É classificada como sinéclise paleozoica intracratônica do tipo I¹⁶ (TASSINARI; MACAMBIRA, 2004; EIRAS, 2011) e seu pacote ígneo e sedimentar, de 5.000 a 6000 m (CAPUTO, 2015), está depositado sobre o Cráton Amazônico (GONZAGA; GONÇALVES; COUTINHO, 2000), com embasamento pelas províncias das Guianas e do Brasil-Central (OLIVEIRA, 2015). Limita-se entre os crátons das Guianas e do Brasil (Norte-Sul) e entre os arcos do Gurupá e do Purus (Leste-Oeste) (VASQUEZ; ROSA-COSTA, 2008).

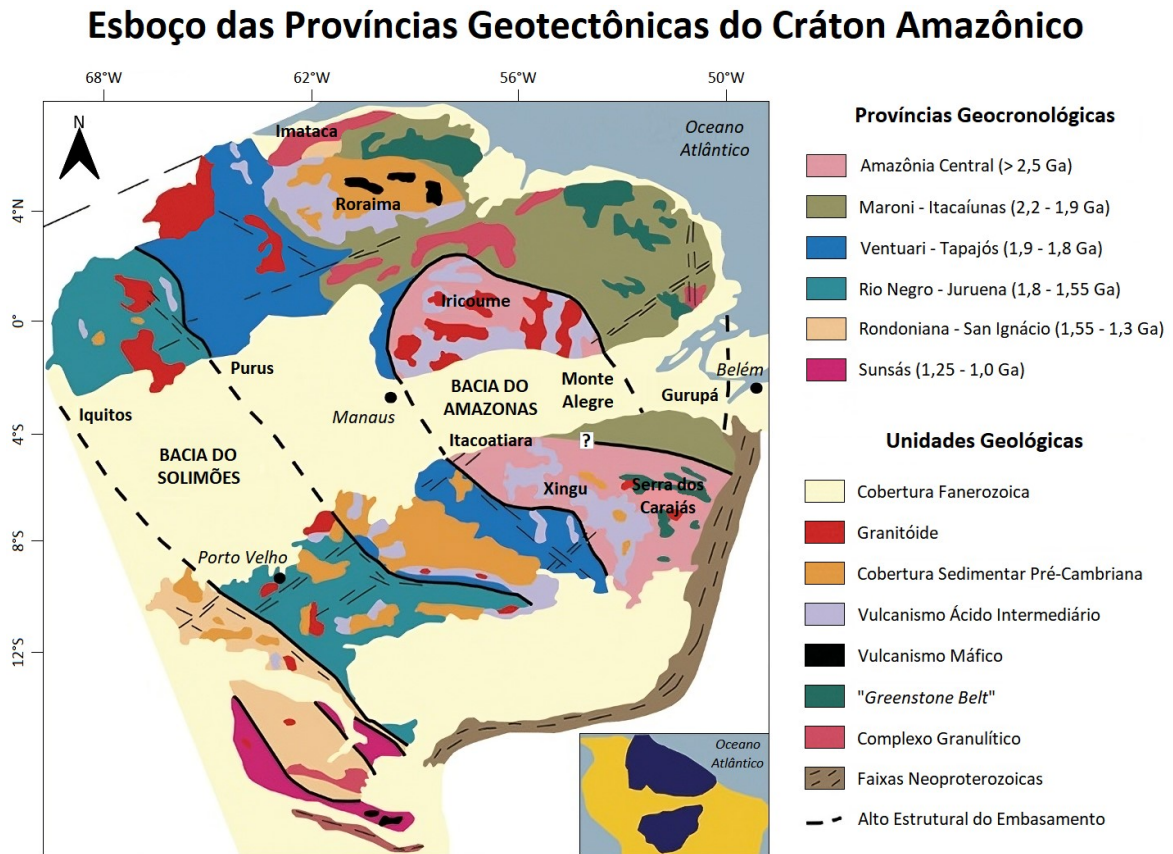


Fig. 32: contexto geológico da Bacia do Amazonas. Modificado de Tassinari e Macambira (2004).

Sua origem tectônica está relacionada a formação do supercontinente Gondwana, com a posterior consolidação da Plataforma Sul-Americana pela influência de orogenias no fim do

¹⁵ Sua área total é de, aproximadamente, 606.234 Km² (SOUZA et al., 2021).

¹⁶ Considerando a classificação de Klemme (1980) quanto ao potencial para hidrocarbonetos.

Ciclo Brasileiro/Pan-Africano, no Proterozoico Superior (CAPUTO, 2015; CARDOSO, 2019; CUNHA; MELO; SILVA, 2007; CONCEIÇÃO, 2014). A geração de espaços de acomodação se deu a partir de um *rift* precursor, seguido de subsidência térmica regional, resultando em uma sinéclise interior (CUNHA, 2000; SILVA, 2012) (Fig. 33). Seu preenchimento ocorreu em quatro fases (OLIVEIRA, 2015; MENESES, 2007), capitaneadas por transgressões e regressões marinhas na região entre o Marajó ao Arco do Purus (VASQUEZ; ROSA-COSTA, 2008).

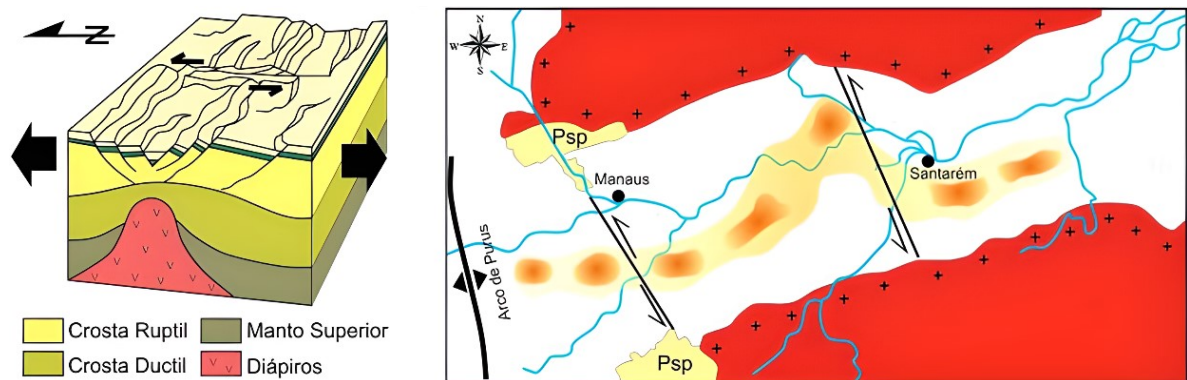


Fig. 33: eixo de sinéclise da Bacia do Amazonas, mapeado a partir de anomalias gravimétricas positivas do substrato cristalino. Modificado de Silva (2012).

Seu arcabouço estrutural compreende os domínios geomorfológicos da Calha Central, das plataformas Norte e Sul, o Domo Monte Alegre e os arcos do Purus e Gurupá (EIRAS, 2011), além de falhas normais Nordeste-Sudoeste, falhas de transferência Noroeste-Sudeste, falhas transcorrentes Leste-Oeste, linhas de charneira e estruturas *dog-leg* (WANDERLEY FILHO, 1991) (Fig. 34). Vale destacar as intrusões diabásio provenientes do magmatismo Penatecaua (CAPUTO, 2011; CONCEIÇÃO, 2014), cuja transmissão de calor acelerou o craqueamento de hidrocarbonetos (HC) na bacia (WANDERLEY FILHO; TRAVASSOS; ALVES, 2006) – o que, associado ao histórico de subsidência termal, influenciou na geração prevalente de gás e óleo leve (GONZAGA; GONÇALVES; COUTINHO, 2000; SILVA, 2012).

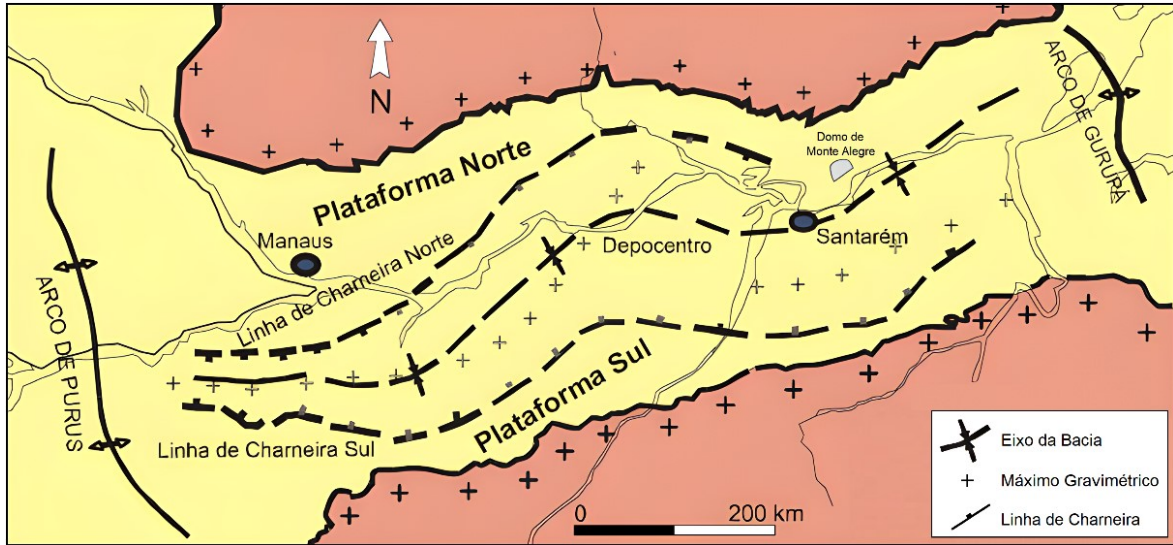
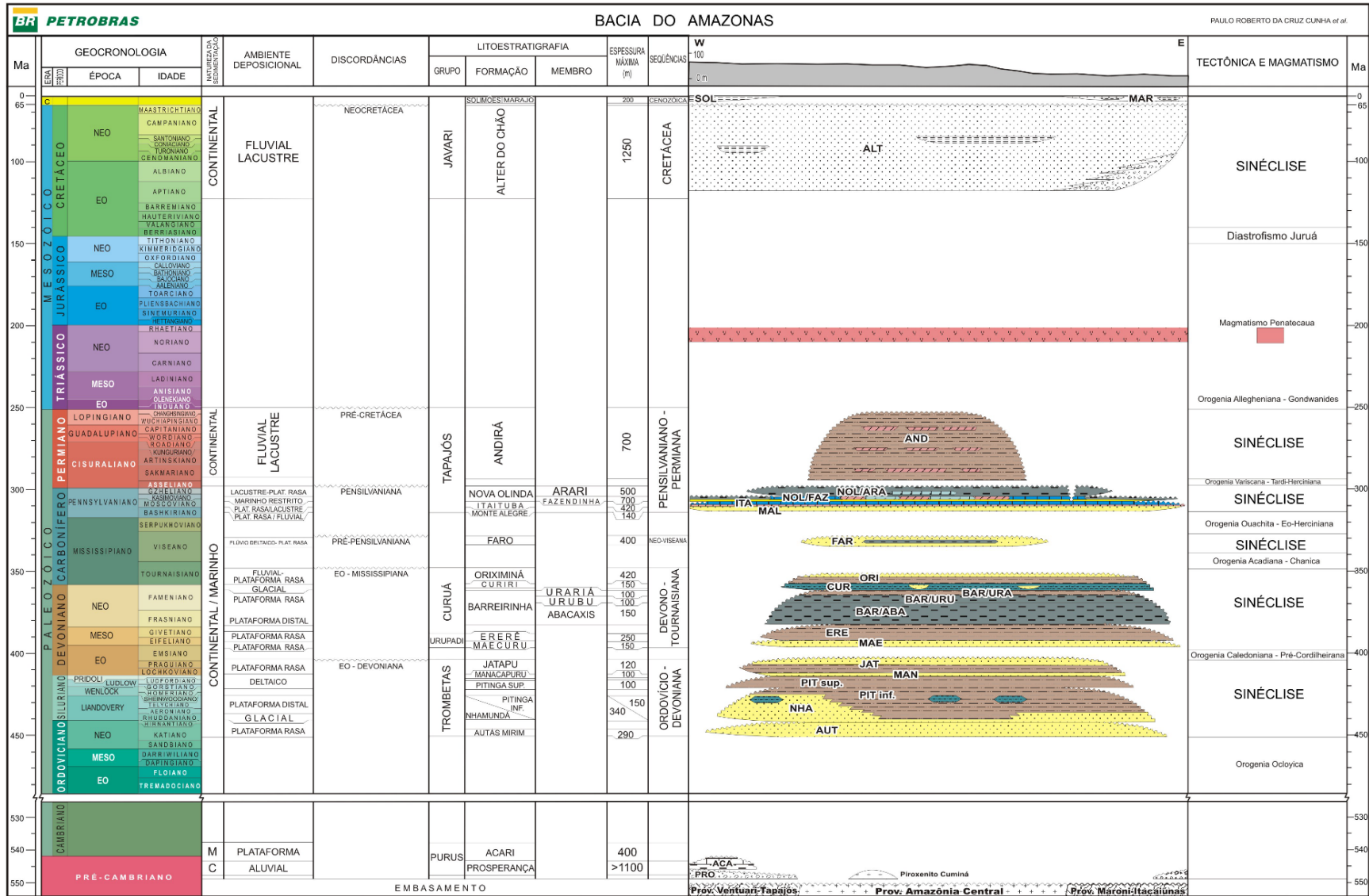


Fig. 34: arcabouço estrutural simplificado da Bacia do Amazonas. Modificado de Wanderley Filho (1991).

Do ponto de vista litoestratigráfico, Caputo (1984), Vasquez e Rosa-Costa (2008) e Caputo (2015) indicam, em linhas gerais¹⁷, a existência de cinco grupos estabelecidos, variando entre as idades ordovicianas e cenozoicas: a) Trombetas, com as formações Autás-Mirim, Nhamundá, Pitinga e Manacapuru; b) Urupadi, com as formações Maecuru e Ererê; c) Curuá, com as formações Barreirinha, Curiri, Oriximiná e Faro; d) Tapajós, com as formações Monte Alegre, Itaituba e Nova Olinda; e e) Javari, com a Formação Alter-do-Chão. Por outro lado, Milani e Zalán (1999), Gonzaga, Gonçalves e Coutinho (2000), Cunha, Melo e Silva (2007) e Souza et al. (2021) distribuem estes grupos em sequências cronoestratigráficas, englobando-as nas megassequências paleozoica e meso-cenozoica.

¹⁷ As classificações estratigráficas para a Bacia do Amazonas tendem a variar de autor para autor, vistas as constantes revisões e atualizações, o que pode implicar em diferenças relacionadas a subdivisões e nomenclaturas. Por não corresponder ao escopo desta dissertação, essas diferenças não serão aprofundadas.



2.4.2. Formação Barreirinha e seu Potencial para Gás em Folhelho

Descrita como porção inferior da “Série Curuá” por Derby (1878), nomeada por Carvalho (1926) em função de seus afloramentos na vila Barreirinha, no Rio Tapajós, e designada por Caputo (1984) como formação-base do Grupo Curuá (CAPUTO, 2015; CALDERÓN, 2017); a Formação Barreirinha tem como perfil-tipo mais recente o analisado por Cunha, Melo e Silva (2007) (Fig. 36), no qual os autores propõem sua divisão nos membros: Abacaxis, como sua seção basal e com alto potencial para geração de hidrocarbonetos; Urubu, em seu intervalo médio; e Urariá, como sua porção superior. Em contrapartida, Gonzaga, Gonçalves e Coutinho (2000) e Caputo (2010) subdividem-na em Barreirinha Superior e Barreirinha Inferior (ou Barreirinha Radioativo).

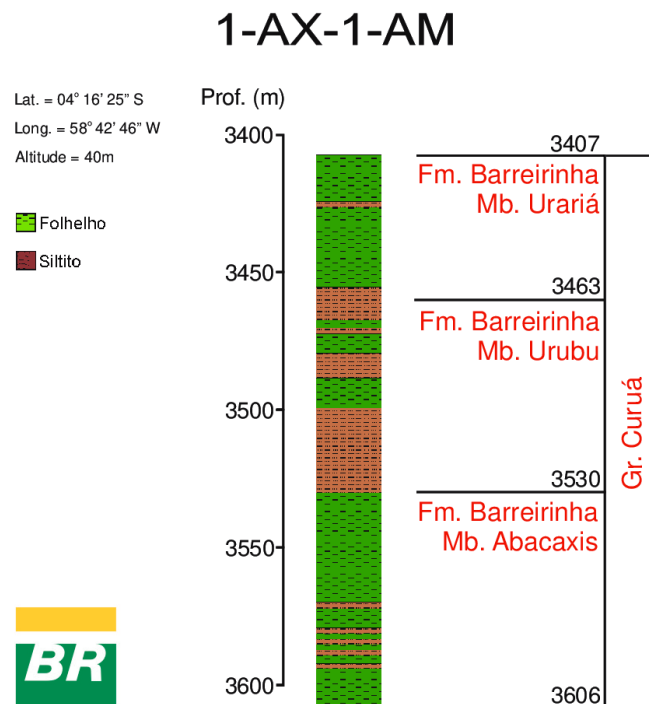


Fig. 36: perfil-tipo da Formação Barreirinha. Modificado de Cunha, Melo e Silva (2007).

É uma unidade Devono-Carbonífera composta por folhelhos negros, laminados, betuminosos e radioativos (CAPUTO, 1984; VASQUEZ; ROSA-COSTA, 2008), depositados sobre um mar transgressivo anóxico com intensa acumulação de matéria orgânica (MO) (CAPUTO, 2015; CUNHA, 2000). Apresenta porosidade média de 4% (OLIVEIRA, 2015) e ocorre, geralmente, entre 1500 e 4000 m de profundidade (CAPUTO, 2010), com uma espessura máxima de 350 m no depocentro da bacia (SOUZA et al., 2021; GÓES et al., 2022). Sua porção basal atinge de 30 a 40 m de espessura nas margens e de 150 a 160 m no depocentro,

enquanto sua parte superior varia entre 30 m nas margens e 150 m no depocentro (GONZAGA; GONÇALVES; COUTINHO, 2000) (Fig. 37).

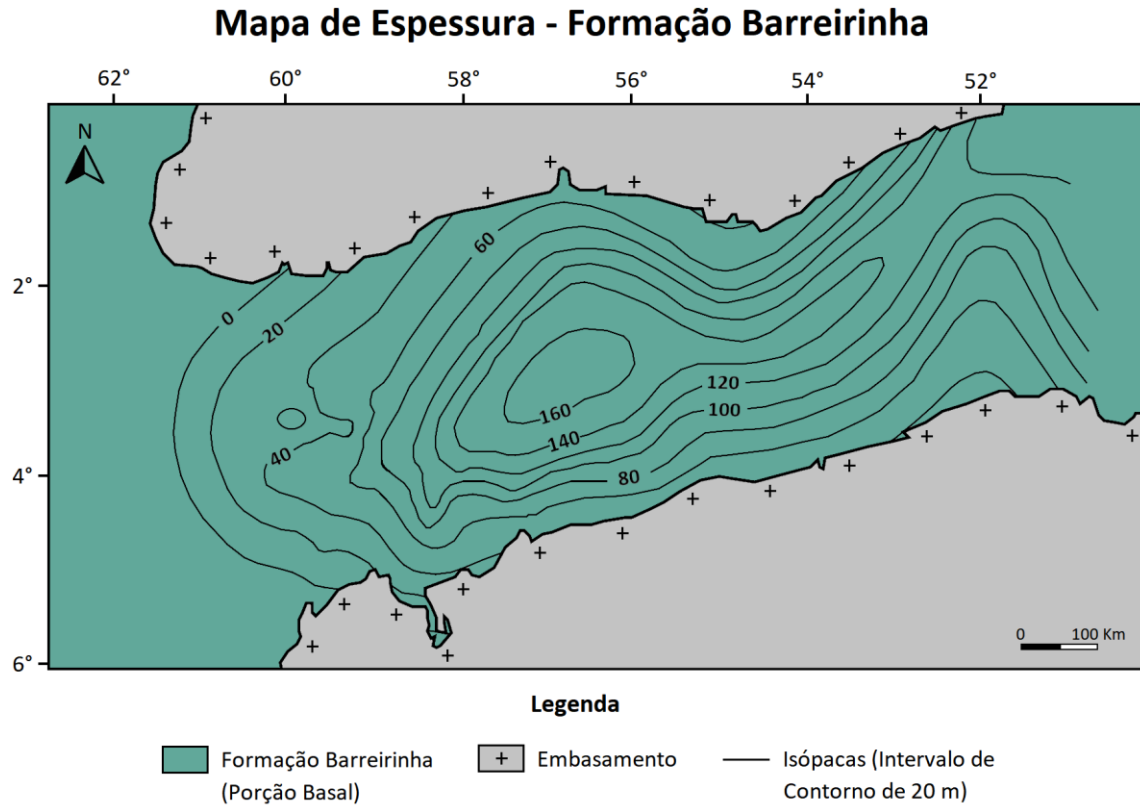


Fig. 37: intervalos de espessura da porção basal da Formação Barreirinha. Modificado de Gonzaga, Gonçalves e Coutinho (2000).

Gonzaga, Gonçalves e Coutinho (2000) detalham seus parâmetros geoquímicos gerais como: a) teor de COT de 1 a 8%; b) potencial gerador entre 4 e 20 mgHC/gRocha; c) IH entre 100 e 400 mgHC/gCOT; d) IO em cerca de 300 mgCO₂/gCOT; e e) R_o% desde inferiores a 0,65 a superiores a 1,4, indicando variações entre zonas imaturas e senis na formação (GOMES, T., 2008) (Fig. 39). Há o registro de querogênios dos tipos II e III (GÓES et al., 2021; CALDEIRÓN, 2017; GONZAGA; GONÇALVES; COUTINHO, 2000), com predominância do querogênio tipo III (MENESES, 2007) – o que está interligado com a descoberta, até o presente, de duas acumulações comerciais de gás natural na bacia (SOUZA et al., 2021).

Em relação ao seu potencial para gás em folhelho, EIA (2015) aponta áreas prospectivas de 8.443 Km² para gás úmido, 14.296 Km² para gás associado e 116.264 Km² para gás seco, com espessuras entre 79 e 91 m e em profundidades de 1.000 a 5.000 m (Tab. 3); ao passo que Petronilho (2014) destaca a maior possibilidade de ocorrência em regiões onde a formação ocorre em altas profundidades. Em paralelo, Oliveira (2015) identifica, via dados geoquímicos

e geofísicos, intervalos com potencial na porção imatura da formação (Oeste), analisados por Cardoso (2019) para a indicação de uma possível zona potencial em torno do Rio Tapajós. Indo além, Campelo (2017) e Lima (2018) investigam, via análises de ciclo de vida e modelagens computacionais, respectivamente, a possibilidade de produção desses recursos.

Tab. 3: propriedades de reservatório e de recursos de gás em folhelho da Formação Barreirinha. Elaborado a partir de EIA (2015).

Dados Básicos	Bacia/Área Bruta		Amazonas / 595.697,265 km ²		
	Formação		Barreirinha		
	Idade Geológica		Devoniana		
	Ambiente Depositional		Marinho		
Extensão Física	Área Prospectiva (Km ²)		14.296,73	8.443,361	116.264,57
	Espessura (m)	<i>Organicamente Rica</i>	79,248	91,44	91,44
		<i>Líquida</i>	59,436	68,58	68,58
	Profundidade (m)	<i>Intervalo</i>	1.981,2 - 3.962,4	2.438,4 - 4.267,2	1.005,84 - 4.998,72
		<i>Média</i>	2.895,6	3.505,2	3.657,6
Propriedades de Reservatório	Pressão de Reservatório		Normal	Normal	Normal
	COT Médio (wt.%)		2,5%	2,5%	2,5%
	Maturidade Termal (R ₀ %)		0,85%	1,15%	1,60%
	Conteúdo de Argila		Médio	Médio	Médio
Fonte	Fase do Gás		<i>Associado</i>	<i>Úmido</i>	<i>Seco</i>
	Concentração de GIP (BCF/mi ²)		15,2	45,4	70,2
	GIP Riscados (TCF)		12,6	22,2	472,4
	Recuperável Riscado (TCF)		1,0	4,4	94,5

Somando-se a esses estudos, Caputo (2010) destaca indícios de saturação de gás nos folhelhos por meio de um poço horizontal (Fig. 38). Associando-os a valores de R₀% acima de 1,35% (janela para gás), o autor identifica a zona prospectiva da Fig. 6, localizada no intervalo de uma isópaca a Sudeste da formação, flanco Sul da Bacia do Amazonas, entre os rios Tapajós, Xingu e Pará, no Pará, em profundidades médias de 1000 a 2285 m e com espessura de 20 a 130 m (CAPUTO, 2010; RODRIGUES; CHAVES; JONES, 2012). Essa zona é análoga ao campo norte-americano *Newark East*, na Formação *Barnett*, conforme similaridades entre profundidades médias dos folhelhos, porosidades e R₀%¹⁸ (CAPUTO, 2010).

¹⁸ De modo semelhante, porém considerando a Formação Barreirinha como um todo, Oliveira (2015) a relaciona ao campo *Big Sandy*, na Formação *Ohio*, Bacia *Appalachian*, por meio de ambientes e processos de deposição, litofácies e arranjo estrutural; enquanto Campelo (2017) aponta sua analogia a Formação *Haynesville*, Bacia *North Louisiana Salt*, pela ponderação de parâmetros de reservatório.

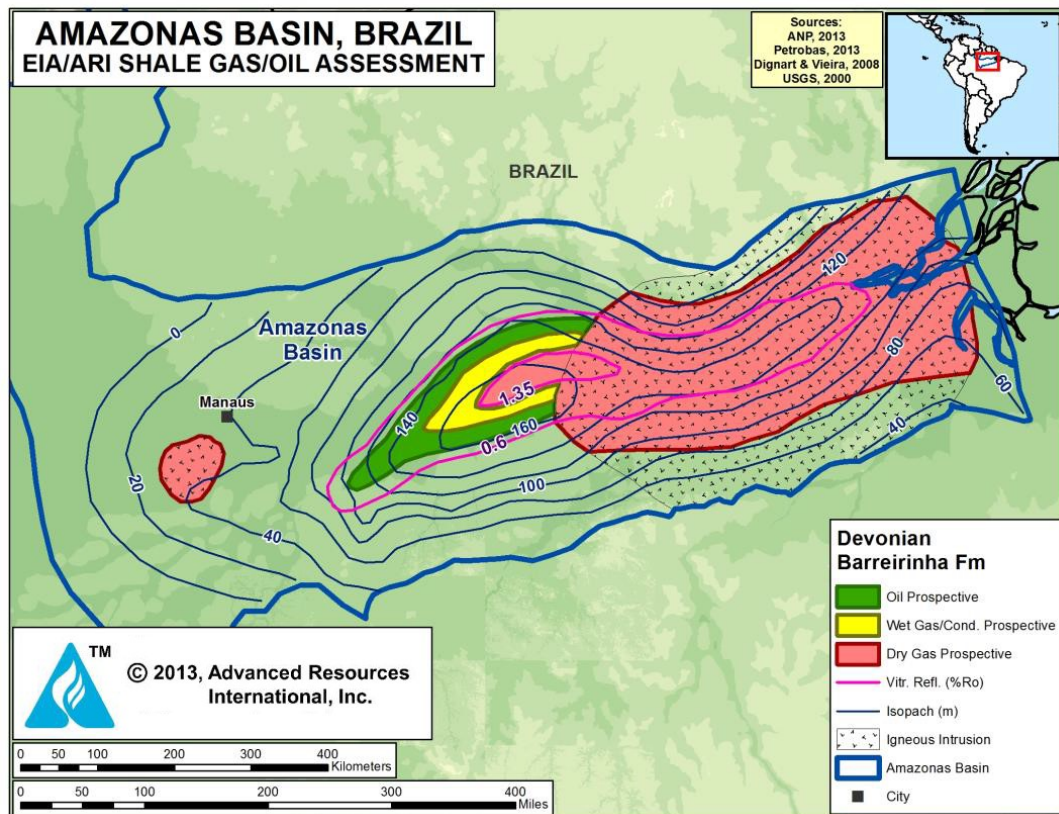


Fig. 39: em destaque, área potencial para gás seco em folhelho relacionada às intrusões de diabásio (EIA, 2015).

2.4.3. Formação de Referência: Folhelho *Barnett*

A Formação *Barnett* (usualmente referida como *Barnett Shale*) se localiza na província petrolífera madura da Bacia *Fort Worth*, Centro-Norte do Texas, ocupando uma área total de 72.519 Km² (POLLASTRO et al., 2007; BRUNER; SMOSNA, 2011). É o segundo maior campo de GF dos EUA e o seu mais antigo *play* em atividade, sendo uma referência global para reservatórios contínuos (MARRA, 2018; SPEIGHT, 2020). Datada entre o Mississipiano Médio e Superior, é composta por folhelhos negros, carbonatos e dolomitas (MONTGOMERY et al., 2005), apresentando litofácies organicamente ricas e mineralogia rúptil, o que facilita a alta acumulação de gás e sua produção (HICKEY; HENK, 2007; JARVIE et al., 2007).

Seu *sweet spot* produtivo, denominado pela *Texas Railroad Commission* de *Newark East Field* (SOEDER; BORGLUM, 2019; RRC, 2021), foi descoberto em 1981 e está dividido em duas áreas: a original, depositada acima do grupo *Viola-Simpson*; e a de expansão, acamada sobre o grupo *Ellen-Burger* (MARTINEAU, 2007; SPEIGHT, 2020). Esta porção se estende por 13.000 Km², com espessuras entre 92 e 152 m e saturação de gás de 75% em profundidades de 1982 a 2592 m (RRC, 2021; MONTGOMERY et al., 2005). Seus poços comerciais atingem

uma profundidade média de 2.285 m, valendo-se da distribuição de fraturas naturais associadas a *trends* de falhas (MONTGOMERY et al., 2005; POLLASTRO et al., 2007).

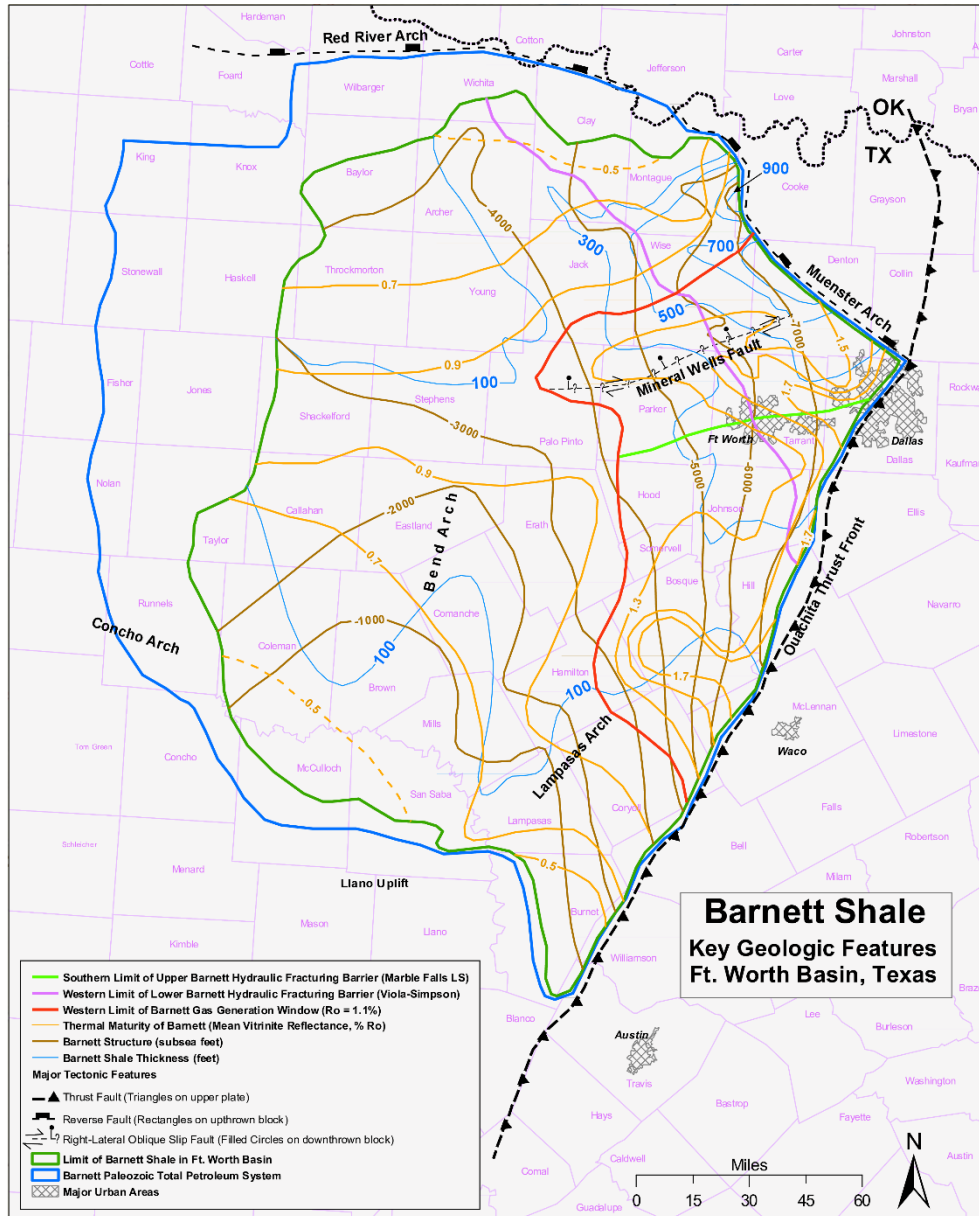


Fig. 40: localização e contexto geológico da Formação *Barnett*; delimitado em vermelho ($R_o\%$ em torno de 1,1), o Campo *Newark East*. Adaptado de EIA (2011).

Esse campo apresenta, também, COT médio de 4,5% (HILL et al., 2007), $R_o\%$ entre 0,5 e 1,9, com produção comercial acima de 1,4 (MONTGOMERY et al., 2005; JARVIE et al., 2007), e querogênios tipos II e III (BRUNER; SMOSNA, 2011), com a geração inicial de óleo e gás associados e a posterior ocorrência de gás não associado, livre e adsorvido, em função da alta maturação termal do campo (POLLASTRO et al., 2007; JARVIE et al., 2007). Suas porosidade e permeabilidade são consideradas extremamente baixas, consistindo,

respectivamente, entre 3 e 6% e 0,02 mD (HILL et al., 2007; BRUNER; SMOSNA, 2011); na janela para gás seco, a porosidade atinge médias de 2 a 2,5% (FU et al., 2015).

Martineau (2007) destaca que seu aproveitamento teve início em 1982, sob o comando da *Mitchell Energy Corporation*; porém, seu salto produtivo exponencial ocorreu a partir de 1997, com o sucesso do fraturamento hidráulico e a entrada de novas empresas. As explorações foram intensificadas ao longo do ano 2000 (HILL et al., 2007) e, até 2010, o *Newark East* se tornou a maior área produtiva de gás natural no país, atingindo seu pico de produção em 2012, com cerca de 5,7 BCF por dia (MARRA, 2018). Atualmente, há uma redução em sua produção devido a restrições à novas perfurações, custos e do esgotamento natural do reservatório (DAI et al., 2020), o que refletiu em um volume de 2,3 BCF por dia em 2021 (RRC, 2021) (Fig. 41).

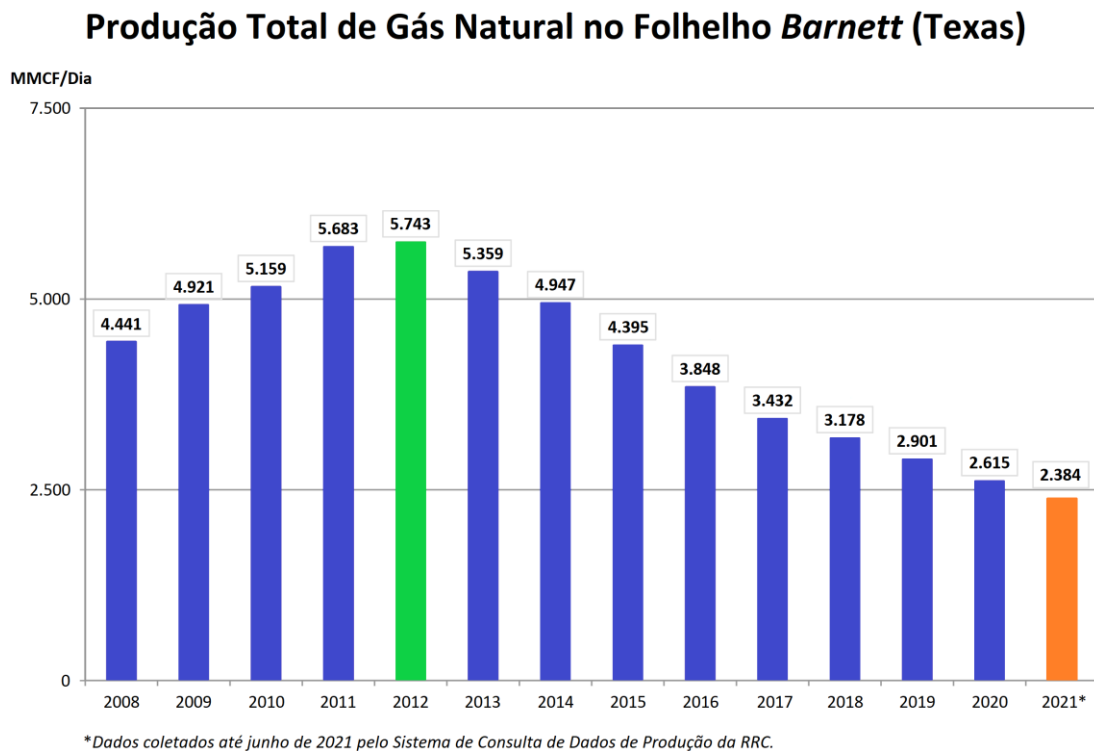


Fig. 41: produção diária de gás em folhelho da Formação *Barnett* entre 2008 e 2021. Modificado de RRC (2021).

Vale destacar, ainda, as estimativas realizadas pelo USGS quanto aos seus recursos de gás em folhelho (SOEDER; BORGLUM, 2019). Na primeira, de 2003 e baseada em dados de poços coletados entre 1983 e 2003, Pollastro (2007) estimava 14,6 TCF para a unidade de avaliação *Greater Newark East Fracture-Barrier Continuous Barnett Shale* e 11,6 TCF para a unidade *Extended Continuous Barnett Shale*, apontando um total de 26,2 TCF de recursos prospectivos tecnicamente recuperável. Já em 2015, com o acréscimo de informações de poços

horizontais, Marra (2018) atualiza estes volumes para 48,3 TCF, na unidade *Barnett Continuous Gas*, e 4,7 TCF, na unidade *Barnett Mixed Continuous Gas and Oil*²⁰, totalizando 53 TCF.

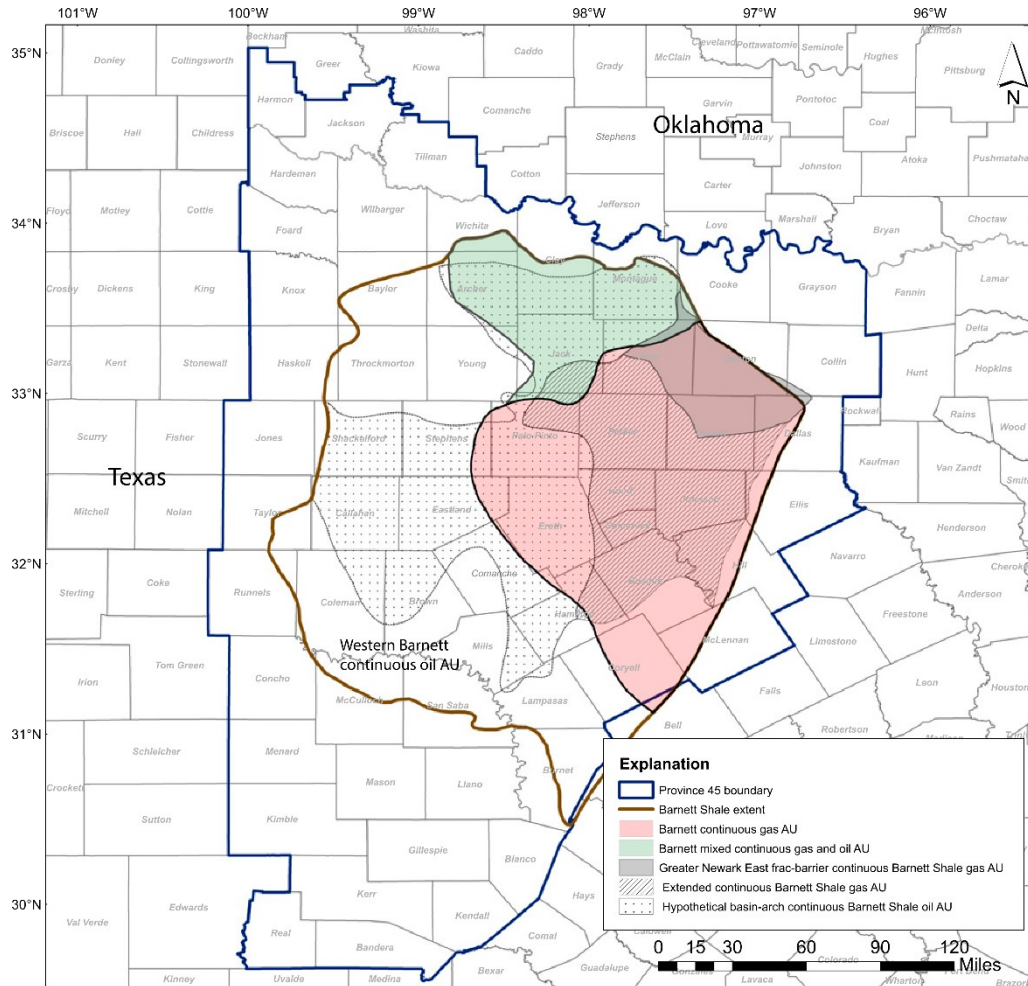


Fig. 42: distribuição das unidades de avaliação para as estimativas de recursos de 2003 e 2015 (MARRA, 2018).

²⁰ Nesta atualização, a definição das unidades de avaliação se deu de forma diferente da descrita em Pollastro (2007), dado o incremento de novos dados e de melhorias ao método (MARRA, 2018). Isso resultou na alteração de configurações e denominações dessas unidades, diferenciando-as das anteriores.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. AVALIAÇÃO DE RECURSOS

3.1.1. Base de Dados

3.1.1.1. Literaturas Especializadas da Formação *Barnett*

Para a coleta de parâmetros gerais²¹ da Formação *Barnett*, foram avaliadas 16 literaturas produzidas entre 2005 e 2020. Essas bibliografias foram obtidas nas plataformas científicas *Science Direct*, *Scopus*, do *AAPG Bulletin* e do *U.S. Geological Survey*, sendo consideradas como mais relevantes as que apresentassem um alto volume de citações – utilizado como critério de credibilidade. Numa primeira etapa, as literaturas foram divididas em dois grupos de informações quantitativas e qualitativas para as analogias e estimativas de recursos (Tab. 4), visando a posterior seleção dos dados de interesse para cada análise. São esses grupos:

- a) Grupo 1:** dados geoquímicos orgânicos, compreendendo parâmetros de potencial para geração de gás em folhelho e para a indicação de maturação termal;
- b) Grupo 2:** dados geológicos, relativos às características de seu reservatório não convencional como área e espessura média de camada.

Tab. 4: agrupamento primário das literaturas especializadas da Formação *Barnett*.

Literaturas Especializadas da Formação <i>Barnett</i>	
Comuns aos Grupos 1 e 2	Somente para o Grupo 1
Dai et al. (2020)	Hill et al. (2007) Pollastro (2007)
Dong et al. (2015)	
Jarvie et al. (2007)	Somente para o Grupo 2
Martineau (2007)	
Milkov, Faiz e Etiope (2020)	
Montgomery et al. (2005)	
Pan et al. (2019)	
Patel (2014)	
Pollastro et al. (2007)	
Speight (2020)	
Yu e Sepehrnoori (2014)	
Zhang, Wang e Zhang (2016)	
	Bruner e Smosna (2011) Marra (2018)

²¹ A seleção de parâmetros gerais se deu pela indisponibilidade de dados de poços do campo *Newark East* da Formação *Barnett*. Para as avaliações de recursos, esses parâmetros serão comparados a dados de poços da Formação *Barreirinha* – adaptação, essa, que pode gerar restrições, as quais serão discutidas na seção “Método de Avaliação”.

Dentre as referências distribuídas nesses grupos, foram selecionadas literaturas-base para a coleta dos parâmetros a serem usados no método proposto, com base na disponibilidade de informações completas e reprodução nas demais produções; tais literaturas constam na Tab. 5 e seus dados serão apresentados nas próximas sessões. Deste modo, considerando o híbrido adaptado a partir dos métodos de Schmoker (2005), Charpentier e Cook (2012) e Kun (2012), o Grupo 1 está voltado às analogias geoquímicas entre as formações *Barnett* e Barreirinha, para verificar a existência de possíveis *sweet spots* para gás em folhelho na zona prospectiva da Fig. 6, enquanto o Grupo 2 se destina a elaboração de células de reservatório associadas a analogias geológicas para as estimativas de recursos de GF nesses *sweet spots*.

Tab. 5: literaturas consolidadas para a obtenção de parâmetros gerais da Formação *Barnett*.

Literaturas-Base da Formação <i>Barnett</i>	
Grupo 1	Grupo 2
Dai et al. (2020) Hill et al. (2007) Jarvie et al. (2007) Montgomery et al. (2005) Pollastro et al. (2007)	Bruner e Smosna (2011) Marra (2018)

3.1.1.2. Dados de Poços da Formação Barreirinha

Foram selecionados poços exploratórios contidos na zona prospectiva da Fig. 6. Seus dados foram coletados em maio de 2021, via *download* gratuito pela plataforma *on-line* do REATE – oriunda da parceria entre ANP e Serviço Geológico do Brasil – após a avaliação da disponibilidade de dados públicos no BDEP pelo *software* livre GeoANP, realizada em 2020. Os dados selecionados compreendem estudos e notas técnicas com dados geológicos e de geoquímica orgânica da Bacia do Amazonas, pastas de poços (com relatórios de perfuração, perfilagens geofísicas, descrições de amostras de calha e seus respectivos perfis convencionais e compostos) e planilhas com valores de COT e pirólise de amostras dos poços.

Ao todo, oito poços públicos, anteriormente operados pela PETROBRAS, estavam disponíveis para a zona prospectiva. Destes, três poços cumpriram os demais critérios de seleção final, definidos como: a) profundidade final, compreendendo a porção inferior da formação; b) existência de dados de COT e pirólise para suas amostras; e c) descrições, em suas colunas estratigráficas, de intrusões de diabásio. Tais três poços estão destacados na Fig. 43.

Vale indicar que seus dados foram coletados, *a priori*, somente para a prospecção nos sistemas petrolíferos convencionais. Não havendo descoberta de recursos do tipo, verifica-se a possibilidade de seu reaproveitamento para análises voltadas a ocorrências de gás em folhelho.

Mapa de Localização - Poços Seleccionados

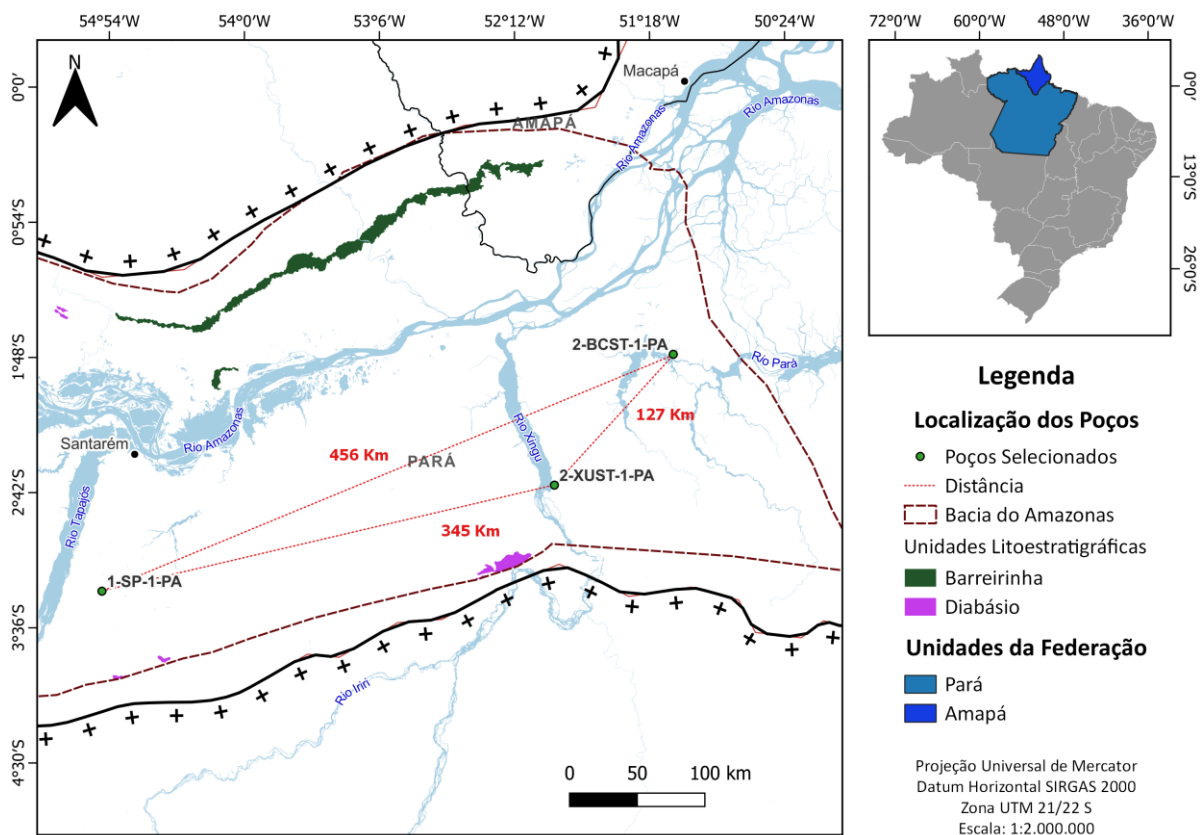


Fig. 43: localização e distância entre os três poços seleccionados na zona prospectiva.

O poço continental 1-SP-1-PA, de prefixo 1SP 0001 PA e designado como Sucupira-1, está localizado onde hoje é a Base do ICMBio do quilômetro 117 da Rodovia BR-163, integrada a Floresta Nacional de Tapajós no município de Belterra (PA)²². Posiciona-se a Oeste da zona prospectiva, sendo o poço com maior volume de dados em função de sua operação relativamente recente, entre 1989 e 1990, e de seu alcance final, de 3920 m. De suas 109 amostras avaliadas geoquimicamente, 22 estão contidas no intervalo da Formação Barreirinha²³, entre 2937 e 3153 m de profundidade, cuja espessura total de camada, incluindo as porções de intrusão de diabásio, é de 216 m (Fig. 44).

²² De acordo com o cruzamento entre dados do *software* Google Earth e de IBGE (2015).

²³ O detalhamento do processo de identificação, nas planilhas de poço, das amostras geoquimicamente testadas correspondentes a Formação Barreirinha a partir da profundidade está descrito na seção “Método de Avaliação”.

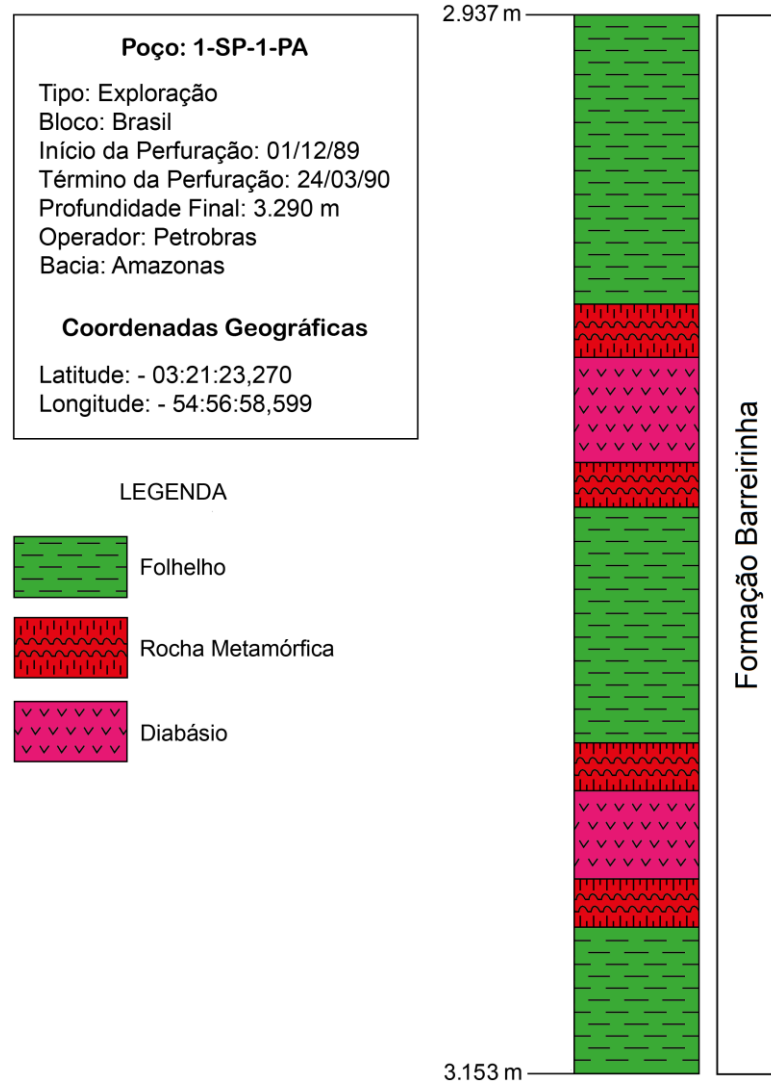


Fig. 44: coluna estratigráfica do poço 1-SP-1-PA.

Já o poço continental 2-XUST-1-PA, prefixado como 2XUST 0001 PA e com designação de Rio Xingu-1, localiza-se em uma zona de alta densidade florestal distante cerca de 1,5 Km da margem direita do Rio Xingu, no município de Senador José Porfírio (PA)²² – correspondendo a porção Centro-Leste da zona prospectiva. Operado entre 1957 e 1958, apresenta profundidade final de 1554,7 m, com 100 amostras testadas para geoquímica orgânica no intervalo entre 826,9 e 1145 m de profundidade. Destas, 83 compreendem o intervalo da Formação Barreirinha, entre 945 e 1355 m, com espessura total de camada de 410 m (Fig. 45). Destaca-se como o poço com maior incidência de intrusões de diabásio e metamorfismos.

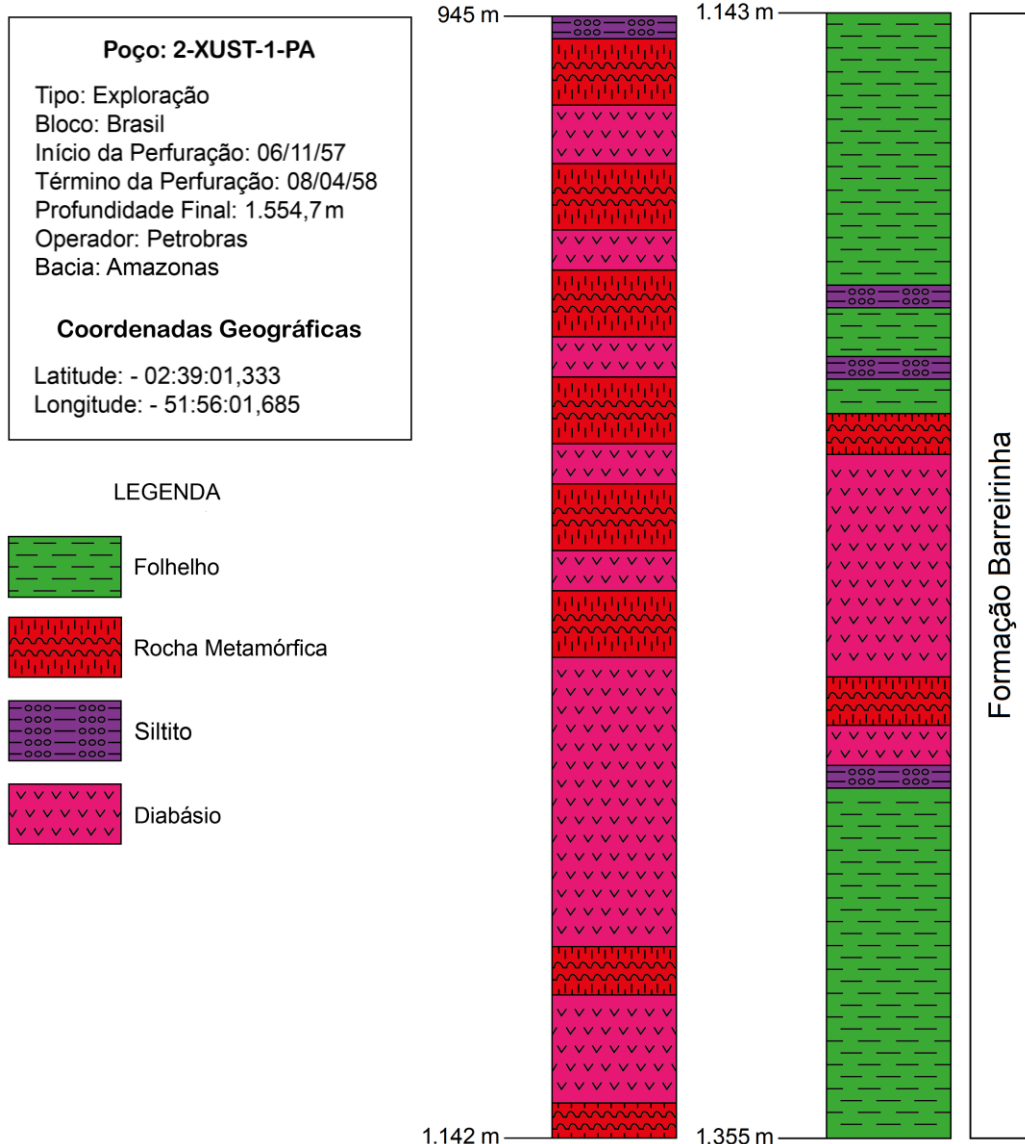


Fig. 45: coluna estratigráfica do poço 2-XUST-1-PA.

Por fim, o poço 2-BCST-1-PA, de prefixo 2BCST 0001 PA e com designação de Baía Caxiuanã-1, localiza-se a Leste da zona prospectiva para gás em folhelho, em um efluente da Baía Pacajai, Ilha da Laguna, no município de Melgaço, na Ilha do Marajó (PA)²². Seu período de atividade se deu entre 1958 e 1959, quando atingiu uma profundidade final de 1614,8 m. Entre 720 e 1563 m de profundidade, foram analisadas 88 amostras de calha quanto a geoquímica orgânica – destas, 32 pertencem ao intervalo de ocorrência da Formação Barreirinha, de 785 a 1051 m, cuja espessura total de camada é de 266 m (Fig. 46).

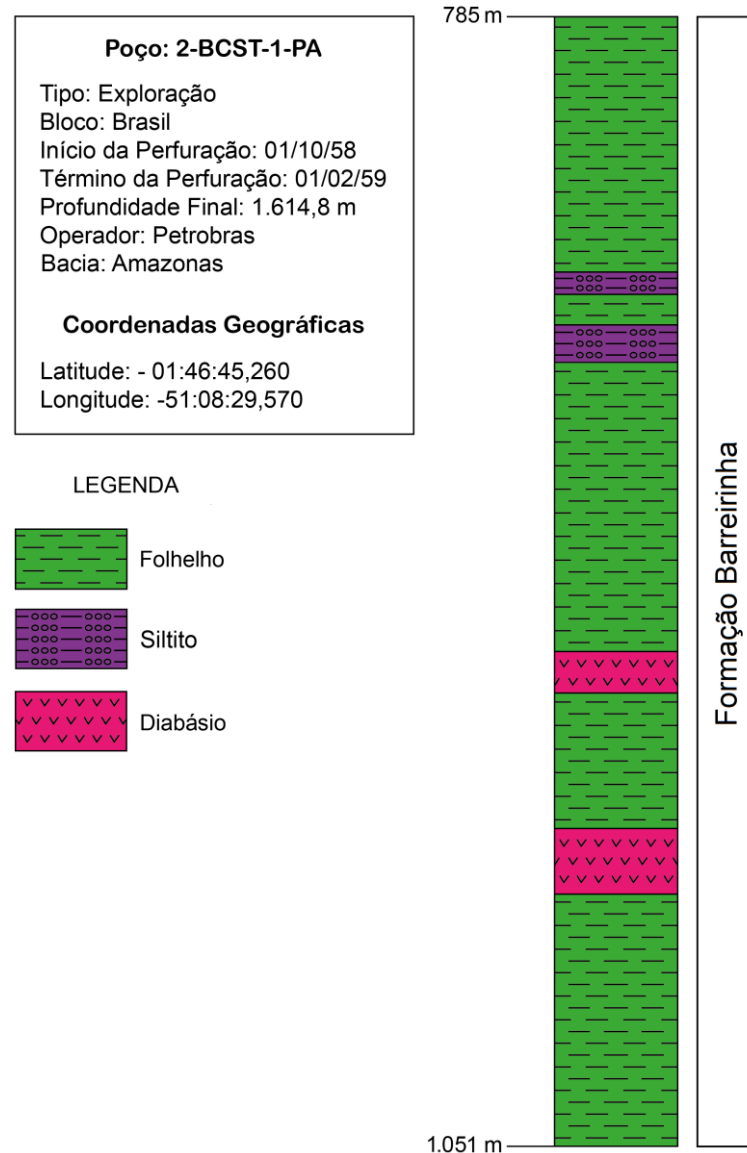


Fig. 46: coluna estratigráfica do poço 2-BCST-1-PA.

3.1.2. Método de Avaliação

3.1.2.1. Estágios de Avaliação

Como anteriormente exposto, o presente método consiste em um híbrido entre as ferramentas para analogias entre formações-alvo e de referência descritas em Kun (2012) e os dispositivos de estimativas de recursos – como as células de reservatório a partir de poços contidos em uma acumulação contínua – apresentados em Schmoker (2005) e Charpentier e Cook (2012), elaborado a partir de adaptações para viabilizar seu direcionamento a Formação Barreirinha. Sua aplicação está dividida em três estágios, cada um contendo três etapas sequenciais, considerando seus respectivos procedimentos. A sistemática desses estágios, com seus procedimentos e bases de adaptação, está consolidada na Tab. 6.

Tab. 6: organização geral do método de avaliação proposto.

Método de Avaliação de Recursos				
Estágios		Procedimentos		Bases de Adaptação
1	Definição da Área e dos Objetos de Avaliação	1.1	Delimitação de uma acumulação contínua.	Schmoker (2005); Charpentier e Cook (2012).
		1.2	Seleção de uma unidade modelo.	Schmoker (2005); Charpentier e Cook (2012).
		1.3	Definição de unidades de avaliação dentro da acumulação contínua.	Schmoker (2005); Charpentier e Cook (2012)
2	Analogias Geológicas entre a Unidade Modelo e as Unidades de Avaliação	2.1	Descrição dos parâmetros geoquímicos para as analogias.	Híbrido entre Schmoker (2005), Charpentier e Cook (2012) e Kun (2012).
		2.2	Coleta dos parâmetros das unidades modelo e de avaliação.	Híbrido entre Schmoker (2005), Charpentier e Cook (2012) e Kun (2012).
		2.3	Analogias para a validação das unidades de avaliação como <i>sweet spots</i> .	Kun (2012).
3	Estimativas de Recursos Prospectivos para as Unidades de Avaliação Validadas	3.1	Elaboração de cenários de estimativas e de células de reservatório.	Schmoker (2005); Charpentier e Cook (2012).
		3.2	Estimativas de volume de rocha por célula em cada cenário.	Schmoker (2005); Charpentier e Cook (2012).
		3.3	Estimativas de volume de gás a partir dos volumes de rocha em cada cenário.	Híbrido entre Schmoker (2005), Charpentier e Cook (2012) e Kun (2012).

Iniciou-se o primeiro estágio com a delimitação espacial e em profundidade, por meio de estudos anteriores, de uma acumulação contínua na Formação Barreirinha. Nesse sentido, o fluxo para a delimitação considerou as seguintes bibliografias:

- a) EPE (2021a), Oliveira (2015) e Cardoso (2019), com indicações de área e profundidade geral potenciais para gás em folhelho;
- b) EIA (2015), especificando uma área e um intervalo de profundidade relacionados às intrusões de diabásio;

c) Caputo (2010), apontando uma zona prospectiva contida nos limites dispostos nas literaturas anteriores e condicionada a existência de dados de poços (vide Figuras 6 e 38), considerada como a acumulação contínua para a avaliação (Fig. 47). Destaca-se que esta acumulação se diferencia da descrita em Schenk et al. (2017), o que possibilita novas perspectivas de avaliação.

Em seguida, deu-se a seleção de uma unidade modelo com características análogas à acumulação contínua. Para isso, selecionou-se o campo *Newark East*, na Formação *Barnett*, com base nos indicativos de Caputo (2010), pela sua alta disponibilidade de dados e pelo seu reconhecimento como referência global quanto a reservatórios contínuos. Concluiu-se o Estágio 1 com a definição de unidades de avaliação (UA) na acumulação contínua, de modo a permitir uma análise mais detalhada de seus atributos em comparação a unidade modelo, regionalizando as avaliações aos melhores pontos disponíveis para a redução do risco exploratório. Nesta etapa, foram designados os poços 1-SP-1-PA, 2-XUST-1-PA e 2-BCST-1-PA (Fig. 47).

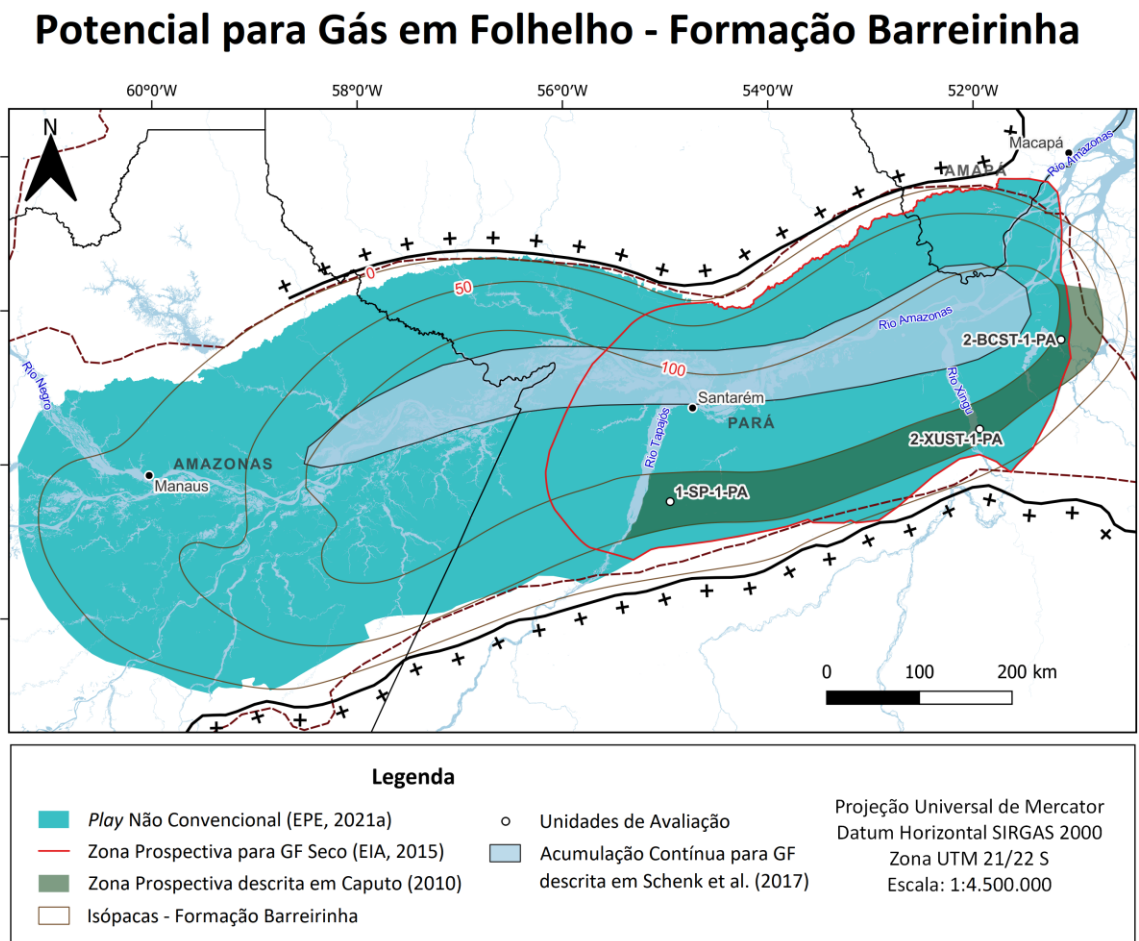


Fig. 47: mapa com a disposição espacial dos indicativos utilizados para a delimitação da acumulação contínua (em verde), bem como a localização das unidades de avaliação.

O segundo estágio partiu da definição e fundamentação teórica dos parâmetros para as analogias geológicas. Considerando diferentes abordagens avaliativas voltadas ao gás em folhelho, foram incorporados parâmetros de geoquímica orgânica, tais quais os utilizados por Petronilho (2014), Oliveira (2015), Rocha (2016), Mabecua (2018) e Machado (2019). O emprego desses parâmetros permite ratificar a existência de potencial de geração e acumulação de GF nas unidades de avaliação graças a sua comparação aos respectivos dados da unidade modelo – o que consistirá, adiante, na validação das unidades de avaliação como *sweet spots*. Desta forma, foram selecionados os seguintes parâmetros para a execução das analogias:

- a) Carbono Orgânico Total (COT):** sendo uma função direta da quantidade e preservação da matéria orgânica (TISSOT; WELTE, 1984), é obtido por meio da remoção de carbonos em amostras litológicas, com a identificação do volume de querogênio pela relação entre o carbono orgânico e frações minerais (OLIVEIRA, 2015);
- b) Pico S₁:** é o primeiro produto do processo de pirólise, resultado da liberação de hidrocarbonetos livres não migrados da rocha geradora; quanto maior seu pico, maior o grau de maturação da rocha (PETRONILHO, 2014);
- c) Pico S₂:** produto secundário da pirólise, é consequência da liberação de HC propensos a maturação pelo craqueamento termal; quanto maior seu pico, menor o grau de maturação da rocha (PETRONILHO, 2014);
- d) Pico S₃:** é terceiro produto da pirólise, derivado da expulsão do volume remanescente de CO₂ e produzido durante os picos S₁ e S₂ (SOEDER; BORGLUM, 2019);
- e) Temperatura Máxima (T_{Máx}):** consiste na temperatura atingida no pico S₂, na qual há a máxima geração de HC pelo craqueamento do querogênio; é utilizada para a observação do estado de evolução térmica da matéria orgânica (MABECUA, 2018);
- f) Índice de Hidrogênio (IH):** é o resultado da relação $[(S_2/COT) * 100]$, voltado à identificação de potencial de geração (OLIVEIRA, 2015);
- g) Índice de Oxigênio (IO):** origina-se da relação $[(S_3/COT) * 100]$, com aplicação na avaliação da maturação termal geral da rocha (MABECUA, 2018).

Após a definição desses parâmetros, realizou-se a coleta de seus dados quantitativos tanto para a unidade modelo quanto para as de avaliação, de modo a aplicá-los, posteriormente, nas analogias geoquímicas. Para isso, optou-se pela escolha de intervalos com valores mínimos e máximos de cada parâmetro para a redução de incertezas durante as comparações, conforme

indicado por Popova (2018). Para a unidade modelo, os dados foram coletados a partir das literaturas-base do Grupo 1 da Tab. 5, por meio da catalogação geral em planilha *Excel* dos intervalos descritos para o campo *Newark East* (Tab. 7). A seleção final dos dados para as analogias considerou os maiores intervalos, visto sua abrangência dos intervalos inferiores.

Tab. 7: parâmetros geoquímicos orgânicos gerais do Campo *Newark East* na janela de geração de gás em folhelho.

Literaturas-Base do Grupo 1	Parâmetros Gerais do Campo <i>Newark East</i>						
	COT (wt.%)	S ₁ (mgHC/ gRocha)	S ₂ (mgHC/ gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ / gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mgHC/ gCOT)	IO (mgCO ₂ / gCOT)
Dai et al. (2020)	2 - 6	—	—	—	—	—	—
Hill et al. (2007)	4,51	1,73	3,07	0,23	463	68	5
Jarvie et al. (2007)	4,21 - 4,73	0,26 - 1,95	0,59 - 2,78	—	468 - 544	14 - 59	—
Montgomery et al. (2005)	3,32 - 5,21	—	1,36 - 19,80	—	432 - 470	41	—
Pollastro et al. (2007)	1 - 5	—	—	—	—	—	—

Já para as unidades de avaliação, a coleta partiu da correlação entre os dados de profundidade das colunas estratigráficas e das planilhas de dados geoquímicos de cada poço, para a identificação dos intervalos de ocorrência da Formação Barreirinha. Isso permitiu a obtenção, nessas planilhas, somente dos parâmetros correspondentes às amostras e/ou testemunhos do reservatório-alvo. Dentre esses, em um novo cruzamento entre as informações estratigráficas e das planilhas de poço, diferenciaram-se os intervalos de folhelhos e de intrusões de diabásio – visto que apenas os dados correspondentes a folhelhos interessam às analogias²⁴ – permitindo, assim, a descrição das espessuras líquidas de camadas de folhelho em cada poço.

Ainda nessa etapa, deu-se a seleção e catalogação, partindo dessas camadas líquidas, dos valores máximos e mínimos de cada parâmetro em cada poço – compondo, assim, os intervalos finais para as analogias frente a unidade modelo. As planilhas das unidades de avaliação citadas e suas informações de profundidade e intervalos litológicos distintos são

²⁴ Justifica-se a distinção entre camadas de folhelho e de diabásio pela definição de unidades de avaliação aplicada por Marra (2018), a qual pressupõe, para a avaliação de recursos, unidades com características geológicas similares – o que desconsidera, por ora, as intrusões.

apresentadas nos Anexos I, II e III desta Dissertação. A conclusão do Estágio 2 consistiu na realização das analogias entre as unidades modelo e de avaliação, por meio da comparação de seus respectivos intervalos de parâmetros geoquímicos orgânicos para a validação das unidades de avaliação como *sweet spots* em relação a unidade modelo.

Para tal, os intervalos das unidades de avaliação deviam estar contidos na faixa do intervalo da unidade modelo, indicando similaridade entre as mesmas (Fig. 48). Quanto mais parâmetros similares, cuja fundamentação teórica possibilite a perspectiva de geração de gás em folhelho, maior a analogia entre as unidades – sendo validadas as unidades de avaliação com o maior número de correlações de seus parâmetros aos da unidade modelo. Uma melhor observação desse procedimento, desenvolvido por meio da consolidação dos intervalos em uma tabela e sua posterior representação gráfica por parâmetro, será possível na seção “Analogias Geológicas entre as Unidades Modelo e de Avaliação”.

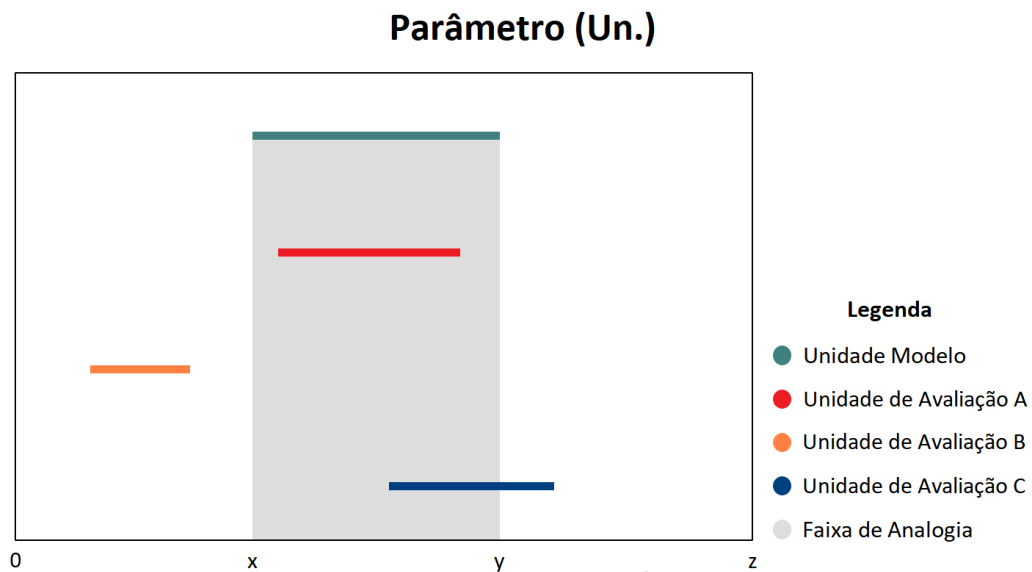


Fig. 48: representação gráfica genérica de uma analogia entre parâmetros de unidades modelo e de avaliação. Nesse exemplo, podem ser considerados análogos a unidade modelo os parâmetros das unidades A e C.

As unidades validadas na Formação Barreirinha foram, então, avaliadas quanto ao seu volume de recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis no decorrer do terceiro estágio, partindo da construção de cenários de estimativas baseados em células de reservatório. Tais células foram dimensionadas a partir das características de cada cenário, subdivididos em:

a) Cenário Discreto: as células estão restritas a acumulação contínua e concentradas no entorno da UA, reduzindo o risco de erros de avaliação – o que implica, assim, em estimativas mais conservadoras;

b) Cenário Intermediário: as células atingem os limites da acumulação contínua ou ultrapassam-no discretamente, de modo a maximizar os volumes de GF avaliados preservando a confiabilidade das estimativas;

c) Cenário Otimista: as células extrapolam as delimitações da acumulação contínua, considerando áreas adjacentes como potenciais para a ocorrência de GF, ainda que isso eleve a probabilidade de discrepâncias.

A elaboração das células de reservatório virtuais (Fig. 49) se deu de modo simplificado a partir da projeção da geometria dos poços, de modo a viabilizar o cálculo do volume de rocha com possibilidade de recursos de GF em cada UA. Para isso, aplicou-se uma variação da equação de volume do cilindro (Eq. 1), considerando o produto entre π^{25} , o raio da célula e sua altura – consistindo, esta última, na espessura líquida de folhelho. Observando os limites da acumulação contínua, para o cenário discreto o raio da célula foi de 10 Km; para o cenário intermediário, de 30 Km; para o cenário otimista, atingiu 50 Km. Vale destacar, ainda, que cada UA possuiu sua célula ideal, identificada por meio das células anteriores como aquela cujo raio não ultrapassou o alcance da acumulação, porém, maximizou os resultados²⁶.

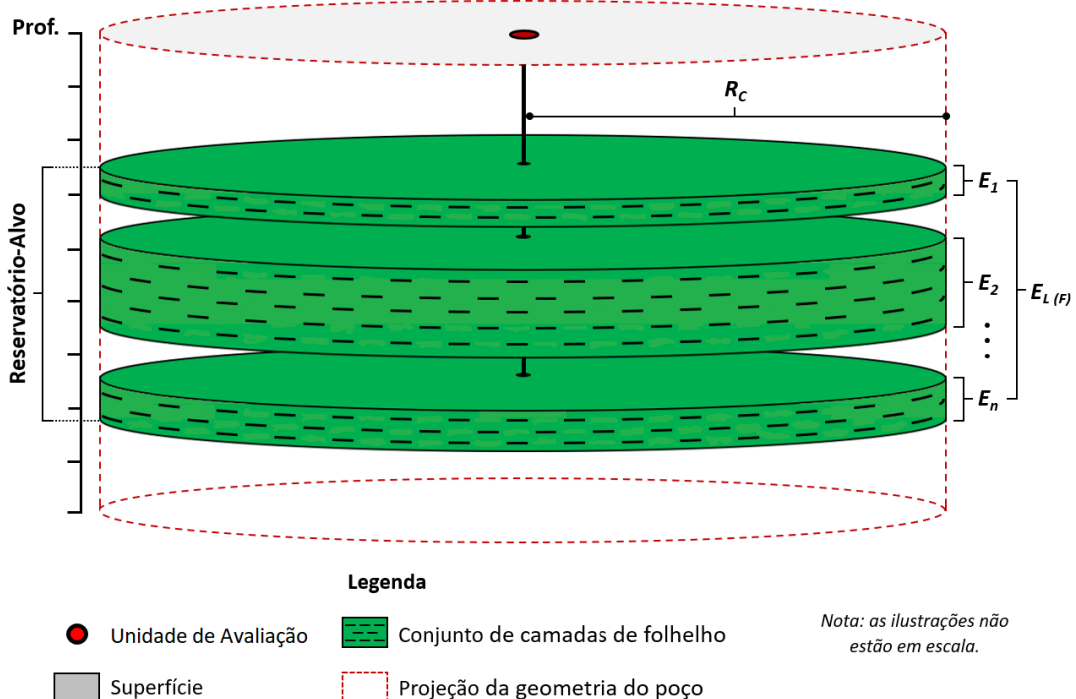


Fig. 49: modelo genérico de uma célula de reservatório em um ambiente geológico simplificado.

²⁵ Neste método, adota-se o valor de π até sua terceira casa decimal, ou seja, 3,141.

²⁶ Um Cenário Adicional e suas respectivas estimativas, elaborados a partir desse tipo de célula, serão apresentados na seção "Estimativa de Recursos Prospectivos Tecnicamente Recuperáveis".

$$V_R = \pi * (R_C)^2 * E_{L(F)} \quad (\text{Eq. 1})$$

$$\text{Sendo que: } E_{L(F)} = \sum_{i=1}^n E_i = E_1 + E_2 + \dots + E_n$$

V_R : volume de rocha, em Km³.

R_C : raio da célula, em Km.

$E_{L(F)}$: espessura líquida de folhelho em Km.

O cálculo de volumes de rocha das UA permitiu, por fim, as estimativas de volumes de gás em folhelho por cenário, mediante o princípio da proporcionalidade entre quatro variáveis de interesse, sendo três delas conhecidas, tal como descrito em Tassinari (2020). Com a aplicação do mecanismo matemático definido como Regra de Três, sucederam-se novas analogias entre as unidades modelo e de avaliação, fundamentadas pelas analogias geoquímicas anteriormente executadas. Nesse sentido, relacionaram-se os volumes de rocha e de gás no campo *Newark East* aos respectivos volumes de rocha obtidos nas unidades validadas na Formação Barreirinha, objetivando a estimativa de seus recursos de GF pela Eq. 2.

Volumes de Rocha

Recursos Estimados

$$\begin{array}{ccc} V_{R(UM)} & \text{-----} & V_{GF(UM)} \\ & \text{X} & \\ V_{R(UA)} & \text{-----} & V_{GF(UA)} \end{array}$$

$$V_{GF(UA)} = \frac{(V_{R(UA)} * V_{GF(UM)})}{V_{R(UM)}} \quad (\text{Eq. 2})$$

$V_{GF(UA)}$: volume de gás em folhelho da unidade de avaliação, em TCF.

$V_{R(UA)}$: volume de rocha folhelho da unidade de avaliação, em Km.

$V_{GF(UM)}$: volume de gás em folhelho da unidade modelo, em TCF.

$V_{R(UM)}$: volume de rocha folhelho da unidade modelo, em Km.

Para o cálculo do volume total de rocha da unidade modelo, deu-se a coleta de dados das literaturas do Grupo 2 da Tab. 5, com o registro de sua área total e espessura média; ainda neste grupo, obteve-se seu volume total estimado de gás em folhelho. Já para as unidades de avaliação, o volume de rocha foi mensurado por meio das células de reservatório. A

consolidação das estimativas de gás por cenário se baseou na soma dos volumes de recursos calculados em cada UA validada, permitindo, assim, sua contraposição com as estimativas apresentadas por EIA (2015) e Schenk et al. (2017), para a análise da confiabilidade dos resultados e de acordo com a escala de cada avaliação.

3.1.2.2. Adaptações e Restrições

O direcionamento dos métodos de Schmoker (2005), Charpentier e Cook (2012) e Kun (2012) para recursos em bacias de nova fronteira ou em estágio inicial de desenvolvimento foi essencial para suas aplicações na Bacia do Amazonas. Ainda assim, o atual contexto exploratório do GF na Formação Barreirinha inviabilizou suas reproduções de maneira integral, vistas a inexistência de produção e a baixa quantidade de informações de seu reservatório contínuo. Com isso, adaptações foram necessárias – com a cautela de não descaracterizar os métodos e torná-los ineficazes – valendo-se de conceitos, procedimentos e terminologias para a elaboração do método híbrido.

Inicialmente, as analogias para avaliação de recursos em um reservatório-alvo, realizadas por Schmoker (2005) e Charpentier e Cook (2012) com parâmetros do próprio campo para estimativa de produção futura, foram substituídas por analogias geológicas em relação a um campo de referência com desenvolvimento efetivo, como empregado por Kun (2012) a partir de dados de reservatório. Tal substituição gerou, para o método proposto, uma restrição de comparação relacionada às profundidades das unidades modelo e de avaliação, visto que a profundidade do campo *Newark East* está entre 1.600 e 2.500 m (MARRA, 2018), enquanto as dos poços variam entre 700 e 1.300 m e 2.900 e 3.100 m.

Contudo, isso não foi efetivado como um fator determinante de erros, observada a variabilidade dos eventos geológicos entre diferentes áreas, o que influencia em suas unidades litológicas de formas distintas e agrega diferentes possibilidades para a ocorrência de recursos. Sendo assim, os poços selecionados continuaram sendo analisados como unidades de avaliação dentro de uma acumulação contínua – agora validados pelo cruzamento de seus dados geoquímicos orgânicos com os da unidade modelo. Isso permitiu avaliações em áreas mais restritas da Formação Barreirinha, anteriormente analisadas como potenciais, complementando as estimativas realizadas EIA (2015) e Schenk et al. (2017) baseadas em sua área total.

O uso dos parâmetros geoquímicos desses poços para analogias em relação parâmetros correlatos gerais da unidade modelo tende a adicionar, porém, incertezas pela comparação entre dados de diferentes escalas espaciais, como indicado por Oliveira (2015), pela supressão de

heterogeneidades dos reservatórios. Soma-se a isso, também, anisotropias geológicas de escala temporal por disparidades na duração de eventos e de registros sedimentares entre as unidades. Com a abrangência do método proposto reduzida pela carência de dados específicos, tais restrições foram desconsideradas, por ora, de modo a proporcionar avaliações mesmo com certa superficialidade e generalidade. Possibilidades futuras de redução de incertezas serão discutidas na seção “Considerações Finais”.

Já a simplificação da delimitação das células de reservatório virtuais se deu pela ausência das dimensões das áreas de drenagem dos poços e pela impossibilidade do uso de métodos probabilísticos para a redução de incertezas no cálculo de sua extensão (como em Schmoker (2005) e Charpentier e Cook (2012), respectivamente), novamente pela indisponibilidade de informações – daí a necessidade de sua simplificação e padronização a partir da geometria cilíndrica. Nesse sentido, quanto menor o raio da célula, maior a confiabilidade do método, considerando seu objetivo de agregar uma ordem de grandeza mais acurada dos recursos de GF da Formação Barreirinha.

Vale destacar que a ideia de áreas mínimas, médias e máximas pode ser vista em Marra et al. (2015), sendo correspondentes às zonas de drenagem dos poços para três cenários de avaliação, baseados em parâmetros do método apresentado por Schmoker (2005). Esse conjunto teórico fundamentou a construção dos cenários discreto, intermediário e otimista relacionados aos raios das células para a estimativa de volumes de rocha. Isso foi aliado, posteriormente, às ferramentas de Kun (2012) para a estimativas de volume de gás por meio de novas analogias. Ressalta-se, por fim, que a aplicação deste método não se deu de forma automatizada em função de seu estágio de desenvolvimento, sendo operado de maneira similar ao de Oliveira (2015).

3.2. ANÁLISE DAS PERSPECTIVAS PARA A AMAZÔNIA

3.2.1. Literaturas-Base de Oportunidades e Desafios

O conjunto de documentos, utilizados como modelos teóricos para as discussões referentes às oportunidades e desafios do GF da Formação Barreirinha no contexto amazônico, compreendeu: artigos científicos de qualificação nacional e internacional, trabalhos de conclusão de curso, dissertações, teses e relatórios técnicos de planejamento energético; todos com abordagens similares à proposta neste trabalho. No total, foram levantadas 22 literaturas-base, produzidas entre 2010 e 2022 e subdivididas de acordo com sua abrangência geográfica de investigação, tendo como ponto central a análise de aspectos positivos e negativos do

desenvolvimento de atividades em áreas com possibilidades exploratórias ou com produções consolidadas de gás em folhelho. Tais literaturas encontram-se na Tab. 8.

Tab. 8: literaturas-base distribuídas conforme suas abrangências de análise. Destaca-se que uma mesma bibliografia pode se referir a um ou mais países/regiões; daí a ocorrência de repetições.

Abrangência		Literaturas-Base de Oportunidades e Desafios para o Gás em Folhelho
África	<i>Argélia</i>	Azubuiké et al. (2018).
América do Norte	<i>EUA</i>	Badaró (2019); Jacomo (2014); Kargbo, Wilhelm e Campbell (2010); Meakin et al. (2013); Moulin (2014); Suárez (2016).
	<i>México</i>	De La Vega Navarro e Ramírez Villegas (2015); Mares (2013).
América do Sul	<i>Argentina</i>	Aggio et al. (2017); Badaró (2019); EPE (2020a); Jacomo (2014); Mares (2013).
	<i>Brasil</i>	Badaró (2019); Costa (2017); Delgado e Lima (2020); EPE (2014); EPE (2020a); Mares (2013); Martins et al. (2022); Moulin (2014); Rocha (2016); Santos, Rocha e Santos (2015); Suárez (2016).
	<i>Chile, Colômbia e Paraguai</i>	Mares (2013).
Ásia	<i>China</i>	Dong et al. (2016); Hu e Xu (2013); Nakano et al. (2012); Zhang et al. (2022).
	<i>Índia</i>	Nakano et al. (2012).
Europa	<i>União Europeia</i>	Valdueza (2013).

Paralelamente, foram selecionadas bibliografias relacionadas às especificidades amazônicas em projeto de petróleo e gás, considerando seus aspectos técnicos, econômicos e socioambientais; bem como relacionadas ao uso do gás natural para a transição e substituição energética, eletrificação e mitigação de impactos ambientais. Essas literaturas, foram analisadas juntamente às literaturas-base da Tab. 8 na seção “Perspectivas do Gás em Folhelho para a Amazônia”, com o emprego de um protocolo de estudo de caso. Isso proporcionou a observação de possibilidades consistentes para o GF na Amazônia ao relacionar: a) projeções brasileiras para o recurso; b) experiências estrangeiras; c) características amazônicas e d) benefícios e entraves quanto ao aproveitamento energético do gás natural não convencional.

3.2.2. Estudo de Caso Exploratório

Para a investigação das perspectivas para o aproveitamento dos recursos avaliados pelo método proposto no item 3.1.2, foram aplicadas as definições de estudo de caso descritas por

Yin (2015) e Almeida (2016), o qual consiste em uma investigação empírica (qualitativa ou quantitativa) sobre um fenômeno dentro de seu contexto real, aplicada quando há relevância no aprofundamento de suas pesquisas (YIN, 2015). Esse método pode envolver uma ou mais unidades de análise (VENTURA, 2007), desde que corretamente distintas entre si e em relação ao contexto observado; obedecendo, também, a uma lógica de planejamento baseada em questionamentos como “O que? Onde? Por que?” (GOMES, A., 2008)

Segundo Yin (2015) e Almeida (2016), os estudos de caso se dividem em: a) exploratórios, com a observação de perspectivas gerais para uma posterior investigação mais aprofundada; e b) descritivos, pela análise sistemática de fenômenos dentro de seu contexto. De modo complementar, Gomes, A. (2008) destaca que os estudos devem ser validados de modo interno, com a construção de uma cadeia de evidências para preservar a coerência entre as proposições, análises e resultados; e externo, com a contraposição dos resultados obtidos frente a outras investigações semelhantes. Havendo confiabilidade, o protocolo desenvolvido pode ser replicado em estudos futuros, quando embasado por um banco de dados (YIN, 2015).

Nesse sentido, dado o caráter introdutório desta Dissertação quanto ao aprofundamento das discussões sobre as perspectivas do gás em folhelho para a Amazônia, optou-se pela elaboração de um estudo de caso exploratório incorporado²⁷, com a definição de duas unidades de análise – o gás em folhelho, como objeto de estudo, e o atual panorama socioeconômico-ambiental amazônico, como condição contextual. Partindo disso, deu-se a construção de um protocolo de estudo (Tab. 9), com base nas designações de Yin (2015). Nele, integraram-se as unidades de análise, as literaturas-base e regionais, além das estratégias de análise dos dados documentais, considerando uma estrutura otimizada que possibilite sua reprodução em outras regiões potenciais para GF no Brasil.

A fundamentação lógica desse estudo se baseou na possibilidade de elucidar um cenário ainda carente quanto a investigação científica – o dos recursos contínuos da Bacia do Amazonas – pelo emprego da pesquisa empírica exploratória. Como justificativas, destacaram-se a relevância acadêmica e social da investigação, vista a complexibilidade regional, bem como a abertura de precedentes para o desenvolvimento de avaliações mais apuradas. Destaca-se que a correlação entre os modelos teóricos, literaturas regionais e quanto ao gás natural no protocolo de estudo permitiu a regionalização das análises, diferenciando-as em relação a produções anteriores pela consideração de características amazônicas essenciais.

²⁷ Denomina-se como estudo de caso exploratório incorporado pela unidade primária (gás em folhelho) está incorporada à unidade secundária (contexto amazônico) – definição baseada em Yin (2015).

Tab. 9: protocolo do estudo de caso sobre as perspectivas do gás em folhelho na Amazônia.

Protocolo de Estudo de Caso		
1. Definição: estudo de caso exploratório incorporado		
<i>1.1. O que será explorado:</i>	<i>1.2. Objetivo da exploração:</i>	<i>1.3. Critérios de efetividade:</i>
O gás em folhelho no contexto amazônico.	Discussão das oportunidades e desafios de um possível aproveitamento de recursos.	Discussões coerentes com os eixos de análise.
2. Unidades de Análise		
<i>2.1. Objeto de Estudo (Unidade Primária):</i>		<i>2.2. Condição Contextual (Unidade Secundária):</i>
Gás em Folhelho (Recurso Energético)		Amazônia (Área de Ocorrência)
3. Fonte de Dados: documental		
Literaturas-base de oportunidades e desafios (Modelos Teóricos)		Literaturas sobre o contexto regional e de aspectos do gás natural.
4. Estratégia Analítica		
<i>4.1. Divisão da Unidade Secundária:</i>		<i>4.2. Emprego do Método de Análise:</i>
Eixos de Análise		Generalização Analítica por Explicação

O desmembramento da condição contextual em eixos de análise se deu por meio da revisão bibliográfica conjunta das fontes documentais, permitindo a identificação de oportunidades nos eixos de economia e energia e de desafios no eixo socioambiental, principalmente pelo emprego de técnicas como o fraturamento induzido. O método exploratório desses eixos consistiu na generalização analítica²⁸ por explicação, com as argumentações embasadas em proposições significativas observadas à luz das experiências descritas nas literaturas-base. Deste modo, em teoria, as discussões obtidas poderão refletir a realidade, considerando o desenvolvimento da indústria de gás em folhelho na região.

A validação interna deste estudo se relacionou a cadeia de evidências que interliga os eixos de análise às oportunidades e desafios para a Amazônia contempladas em outros projetos na região; para demonstrar que as perspectivas nas demais regiões do planeta com relação ao gás em folhelho tendem a ser observadas em um possível aproveitamento de recursos na Formação Barreirinha. Como consequência, a coerência entre as discussões do estudo com as realizadas nas literaturas-base, mesmo com métodos distintos, fomentou a validação externa. A comprovação de tais itens será argumentada na seção “Considerações Finais”.

²⁸ Método o qual se utiliza de modelos teóricos já desenvolvidos com os quais devem se comparar os resultados empíricos do estudo. Permite a generalização de um conjunto de resultados em análises abrangentes (YIN, 2015).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. AVALIAÇÃO DE RECURSOS PROSPECTIVOS DE GÁS EM FOLHELHO NA FORMAÇÃO BARREIRINHA

4.1.1. Analogias Geológicas entre as Unidades Modelo e de Avaliação

Como descrito no capítulo anterior, as analogias geológicas foram realizadas entre os parâmetros geoquímicos orgânicos gerais do campo *Newark East* (Tab. 7) e os colhidos nas espessuras líquidas de folhelho de cada unidade de avaliação. Nesse sentido, a unidade 1-SP-1-PA obteve espessura líquida de 0,151 Km, com um total de 17 amostras/testemunhos analisados a partir de pirólise; a unidade 2-XUST-1-PA apresentou 53 amostras/testemunhos testados em sua espessura líquida de 0,151 Km; já na unidade 2-BCST-1-PA, dentro de sua espessura líquida de 0,250 Km, observaram-se 29 amostras e/ou testemunhos avaliados. As analogias geológicas numéricas entre os intervalos dos parâmetros das quatro unidades compõem a Tab. 10, seguidas das discussões e representações gráficas por parâmetro.

Tab. 10: consolidação numérica das analogias entre os intervalos de parâmetros geoquímicos orgânicos das unidades modelo e de avaliação.

Parâmetros Geoquímicos Orgânicos	Intervalos: Mínimo - Máximo			
	Unidade Modelo	Unidades de Avaliação*		
	Campo <i>Newark East</i>	1-SP-1-PA	2-XUST-1-PA	2-BCST-1-PA
COT (wt.%)	1 ^(e) - 6 ^(a)	0,6 - 3,36	0,77 - 2,69	0,26 - 3,9
S ₁ (mgHC/gRocha)	0,26 - 1,95 ^(c)	0,05 - 0,38	0,01 - 0,23	0,01 - 0,17
S ₂ (mgHC/gRocha)	0,59 ^(c) - 19,80 ^(d)	0,05 - 1,03	0,02 - 0,11	0,01 - 0,35
S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	0,23 ^(b)	0,01 - 5,14	0,21 - 0,43	0,16 - 0,64
T _{máx} (°C)	432 ^(d) - 544 ^(c)	330 - 433	304 - 332	545
IH (mgHC/gCOT)	14 ^(c) - 68 ^(b)	3,14 - 73,04	0,98 - 4,08	0,32 - 18,51
IO (mgCO ₂ /gCOT)	5 ^(b)	0,29 - 407,93	15,61 - 27,27	7,27 - 45,71

Nota: (a) Dai et al. (2020); (b) Hill et al. (2007); (c) Jarvie et al. (2007); (d) Montgomery et al. (2005); (e) Pollastro et al. (2007).
*Dados coletados nas tabelas dos Anexos I, II e III.

A faixa de analogia para o teor de COT, gerada a partir da unidade modelo, considerou o intervalo de 1 a 6%. Para a obtenção dos intervalos desse parâmetro nas unidades de avaliação, estavam disponíveis 17 amostras/testemunhos na unidade 1-SP-1-PA, 53 na unidade 2-XUST-1-PA e 29 para a unidade 2-BCST-1-PA, proporcionando uma boa cobertura da Formação

Barreirinha nos três poços. A Fig. 50 indica que todas as unidades foram englobadas pela faixa de analogia em teores comerciais²⁹, com destaque para as unidades 1-SP-1-PA e 2-BCST-1-PA pela maior extensão de seus intervalos contidos pela faixa. Deste modo, as três unidades de avaliação foram consideradas análogas à unidade modelo quanto ao teor de COT.

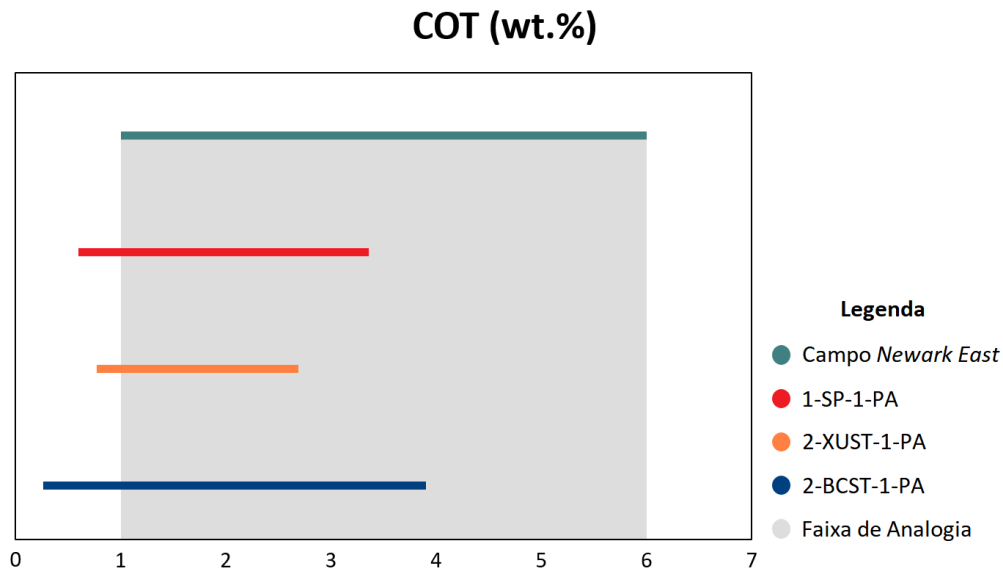


Fig. 50: representação gráfica da analogia para o teor de carbono orgânico total entre as unidades modelo e de avaliação.

Ao correlacionar isso às indicações de Menezes (2007) para a predominância de querogênios tipo III no reservatório-alvo, pôde-se inferir com maior certeza o potencial das unidades de avaliação para a geração de gás em folhelho. Expandindo as análises para a acumulação contínua, observou-se um grau de maturação da matéria orgânica – via teor de COT – relativamente superior ao do campo *Newark East*, visto o limite máximo de 3,36, 2,69 e 3,9% para as unidades 1-SP-1-PA, 2-XUST-1-PA e 2-BCST-1-PA, respectivamente; o que tende a potencializar a geração de GF seco, como destacado por EIA (2015). Isso pode se justificar pelas intrusões ígneas observadas nos três poços, as quais devem se propagar por toda a acumulação (vide Figuras 39 e 47), reduzindo a preservação da MO sobretudo na metagênese³⁰.

Para o pico S₁, somente o intervalo da unidade 1-SP-1-PA alcançou a faixa de analogia do, como apontado na Fig. 51, denotando-a como análoga pela maturação mais próxima a do campo *Newark East* – quando analisado somente este parâmetro da pirólise. As demais unidades apresentaram intervalos inferiores ao da faixa, o que reduziu suas interpretações como

²⁹ Acima de 2% (TISSOT; WELTE, 1984).

³⁰ Último estágio de maturação da matéria orgânica, com a preponderância de geração de gás seco (CARDOSO, 2019).

análogos; porém seus limites máximos se aproximaram discretamente do limite mínimo da unidade modelo, evidenciando que há certa similaridade entre as mesmas. No geral, ao observar os intervalos desse parâmetro, a unidade modelo tendeu a apresentar um maior grau de maturação que as UA, o que se contrapõe às análises resultantes do teor de COT.

Esta contraposição pode estar relacionada a variabilidade de eventos geológicos e comparação em diferentes escalas entre o reservatório-alvo e a formação de referência, como levantado no item 3.1.2.2 do capítulo anterior. No entanto, as analogias mantiveram sua relevância ao possibilitar a determinação de uma unidade de avaliação análoga que corrobora com as perspectivas para a acumulação contínua, dentro da janela para GF. No poço 1-SP-1-PA, 17 amostras e/ou testemunhos avaliados para o pico S₁ estavam disponíveis para a construção dos intervalos; no poço 2-XUST-1-PA, 8 análises (considerado como um baixo número, reduzindo a confiabilidade do intervalo); e no poço 2-BCST-1-PA, 25 testagens.

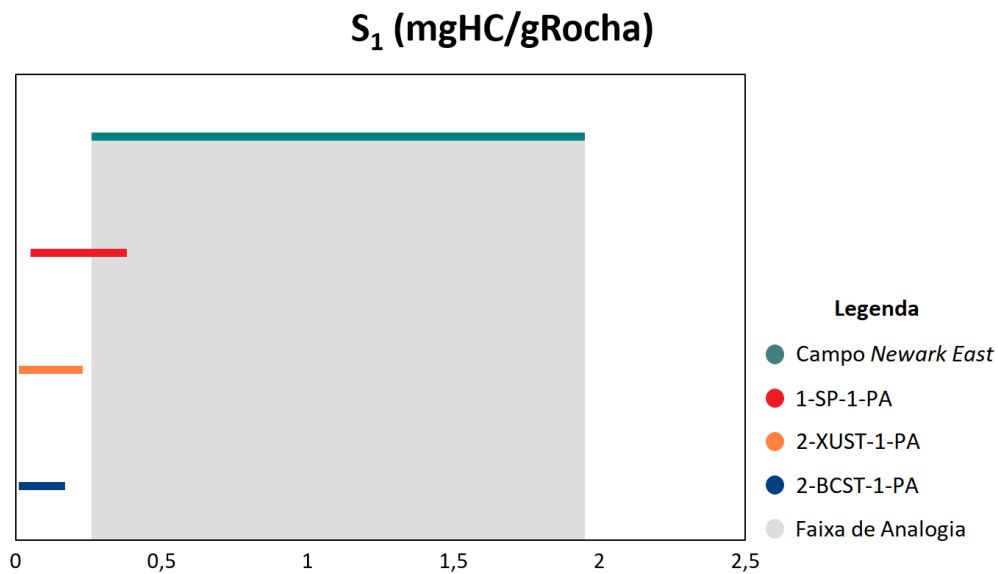


Fig. 51: gráfico da analogia para o pico S₁ entre as unidades modelo e de avaliação.

A tendência de um maior nível de maturação para a acumulação contínua frente a unidade modelo foi retomada pela interpretação das analogias do pico S₂, vistos os intervalos das unidades de avaliação como demasiadamente inferiores ao do campo *Newark East* – corroborando a ideia de potencial geração de GF seco. Nesse contexto, apenas a unidade 1-SP-1-PA foi considerada como análoga, com a unidade 2-BCST-1-PA se aproximando modestamente do limite inferior da faixa – de 0,59 mgHC/gRocha (Fig. 52). 17 amostras/testemunhos foram analisadas quanto ao pico S₂ na UA 1-SP-1-PA, enquanto que 6 foram avaliadas na unidade 2-XUST-1-PA (baixo número) e 14 na unidade 2-BCST-1-PA.

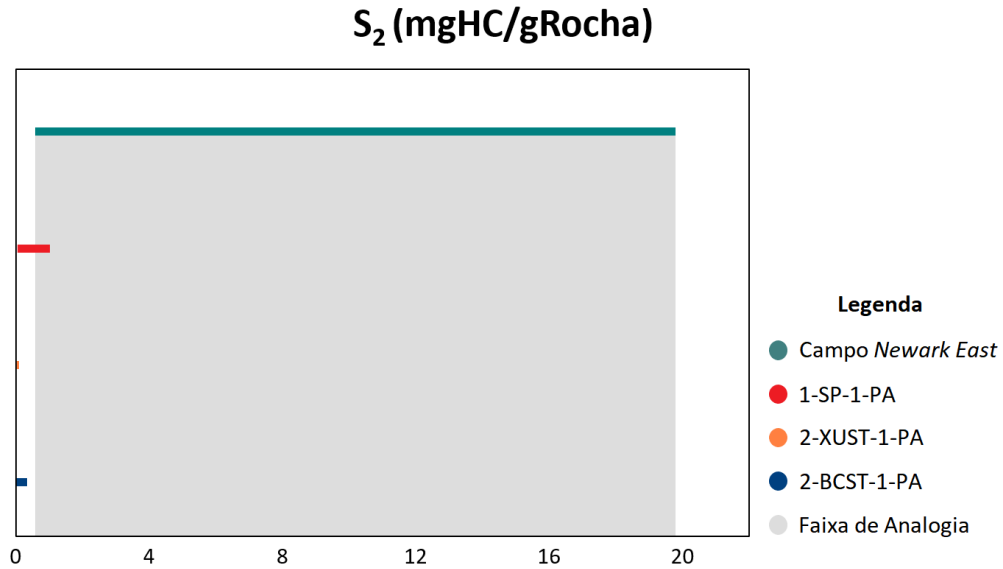


Fig. 52: gráfico da analogia para o pico S₂ entre as unidades modelo e de avaliação.

Quanto ao pico S₃, a elaboração de sua faixa de analogia foi impossibilitada pela insuficiência de dados específicos do campo *Newark East*, contando exclusivamente com a indicação de 0,23 mgCO₂/gRocha em Hill et al. (2007) – o que tende a reduzir parcialmente a confiabilidade em função da baixa cobertura. Considerando a chance de imprecisões pelo uso de um valor isolado, o procedimento foi realizado e todas as unidades foram avaliadas como análogas (Fig. 53), com destaque para a UA 1-SP-1-PA devido a sua alta liberação de CO₂ remanescente dos picos anteriores, refletindo em um maior grau de impureza em relação às demais. 17 análises foram efetuadas para o pico S₃ na unidade 1-SP-1-PA, ao passo que 4 foram executadas na UA 2-XUST-1-PA (baixo número) e 28 na unidade 2-BCST-1-PA.

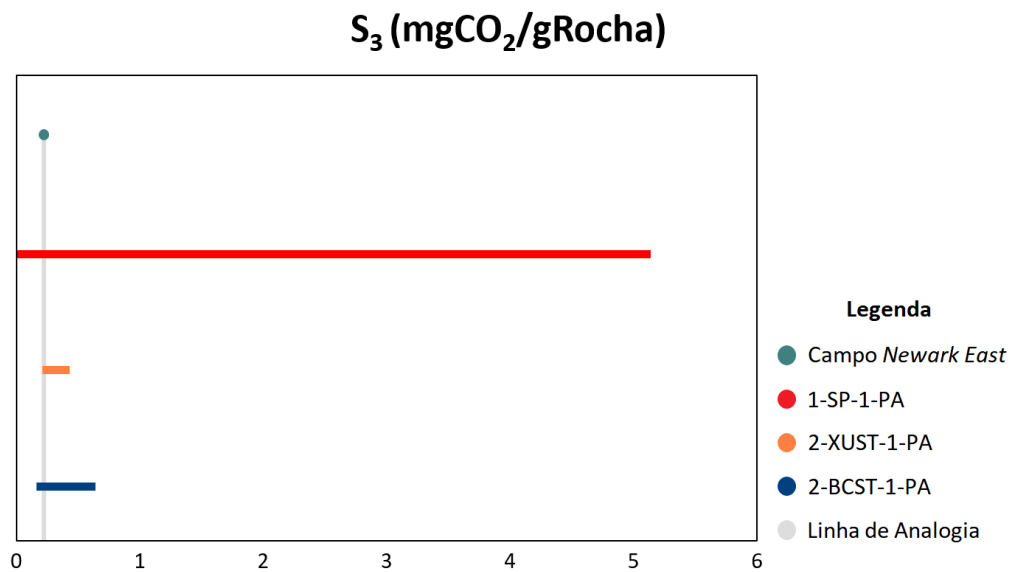


Fig. 53: gráfico da analogia para o pico S₃ entre as unidades modelo e de avaliação.

Já para o parâmetro $T_{Máx}$, as unidades 1-SP-1-PA e 2-BCST-1-PA foram observadas como análogas à unidade modelo pelo alcance dos limites inferior e superior da faixa, respectivamente (Fig. 54). Pode-se inferir, assim, uma certa similaridade entre o estado de evolução térmica da MO entre a acumulação contínua e o campo *Newark East*. Porém, as disparidades em função da escala de comparação dificultaram a suposição inicial de tendência de uma maior maturação da primeira, visto que, pela representação gráfica, a unidade 1-SP-1-PA apresentou uma evolução maior que a descrita para a unidade modelo – dada a necessidade de temperaturas inferiores para a máxima geração de hidrocarbonetos.

Por outro lado, a unidade 2-BCST-1-PA possuiu uma $T_{Máx}$ um grau Celsius acima do limite superior do intervalo de analogia, indicando um menor grau de evolução em relação às demais unidades. Todavia, essa UA deteve apenas uma amostra analisada neste parâmetro, o que reduz a fidelidade do resultado devido a abrangência restrita. Ainda assim, o procedimento foi mantido, ressaltando a possível ocorrência de incertezas. Para a construção dos intervalos de $T_{Máx}$ nas UA, 17 amostras/testemunhos estavam acessíveis na unidade 1-SP-1-PA, enquanto 2 leituras foram observadas na unidade 2-XUST-1-PA, na qual foi identificada uma elevada evolução térmica da MO, provavelmente advinda do alto volume de intrusões (vide Fig. 45).

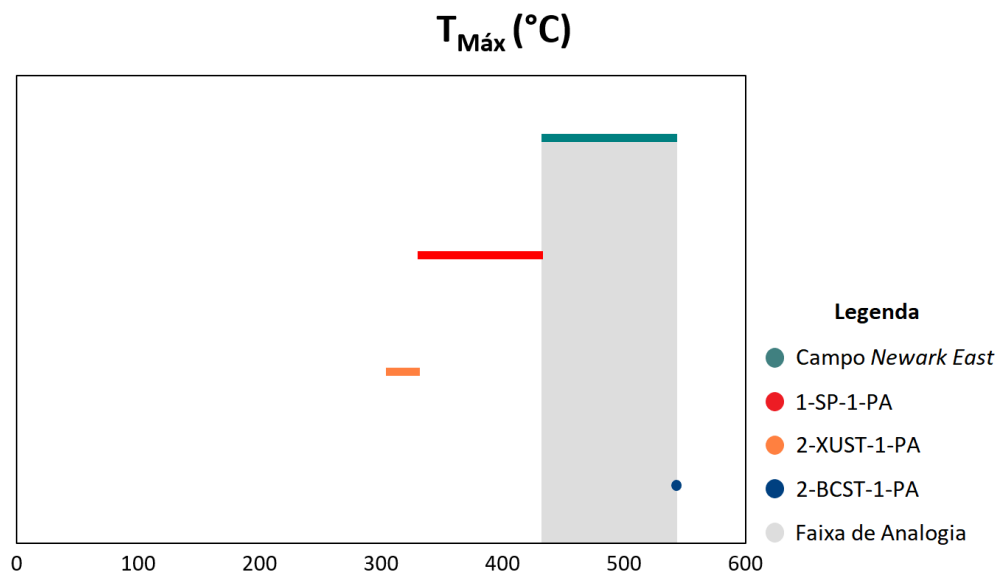


Fig. 54: representação gráfica da analogia para a temperatura máxima entre as unidades modelo e de avaliação.

Na Fig. 55, o intervalo de analogia para o IH compreendeu a faixa entre 14 a 68 mgHC/gCOT. A partir dela, foram detectadas como análogas as unidades 1-SP-1-PA e 2-BCST-1-PA, com, respectivamente, 17 e 14 amostras e/ou testemunhos avaliados. Além de estarem contidas na faixa, essas unidades apresentaram IH menor que 100 mgHC/gCOT,

sinalizando a possibilidade de maior geração de gás em função da alta maturação termal³¹. Especificamente para a unidade 2-BCST-1-PA, verificou-se uma maior possibilidade de predomínio de gás seco – por possuir um intervalo inferior a 50 mgHC/gCOT³¹ – o que corrobora os indicativos via COT, pico S₂ e de EIA (2015). Novamente, a UA 2-XUST-1-PA não alcançou a faixa, possuindo, ainda, um baixo número de leituras geoquímicas (6 amostras).

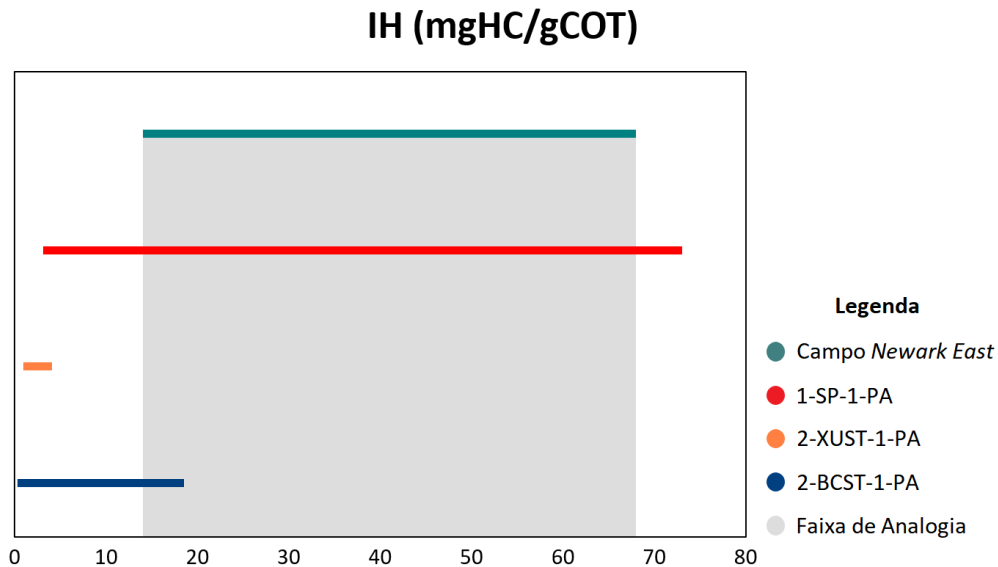


Fig. 55: representação gráfica da analogia para o índice de hidrogênio entre as unidades modelo e de avaliação.

Em caráter suplementar, pela sua importância na indicação de janelas para gás em folhelho – vide Marra (2018) – as leituras pontuais de IH das unidades de avaliação foram contrapostas aos seus respectivos valores de COT, considerando as amostras com análises de ambos parâmetros³². Isto se deu a partir de um gráfico de dispersão, com a sobreposição de uma área de analogia oriunda do cruzamento dos intervalos dos mesmos parâmetros para a unidade modelo³³ (Fig. 56). Nesse gráfico, observou-se uma concentração similar das amostras das UA 1-SP-1-PA e 2-BCST-1-PA na área de analogia, porém, com destaque para a dispersão da primeira unidade, ratificando um maior grau de proximidade ao campo *Newark East*.

³¹ Interpretações baseadas em MARRA (2018), a partir de observações semelhantes na Formação *Barnett*.

³² A elaboração de uma contraposição específica entre as amostras de IH e teor de COT se fundamentou, também, na relação entre ambos para a descrição do grau de preservação da matéria orgânica (ESPITALIÉ et al., 1977).

³³ O uso concomitante de amostras e intervalos, a despeito do restante do método, justifica-se pela adição de diferentes elementos para ilustrar o nível de efetividade das analogias.

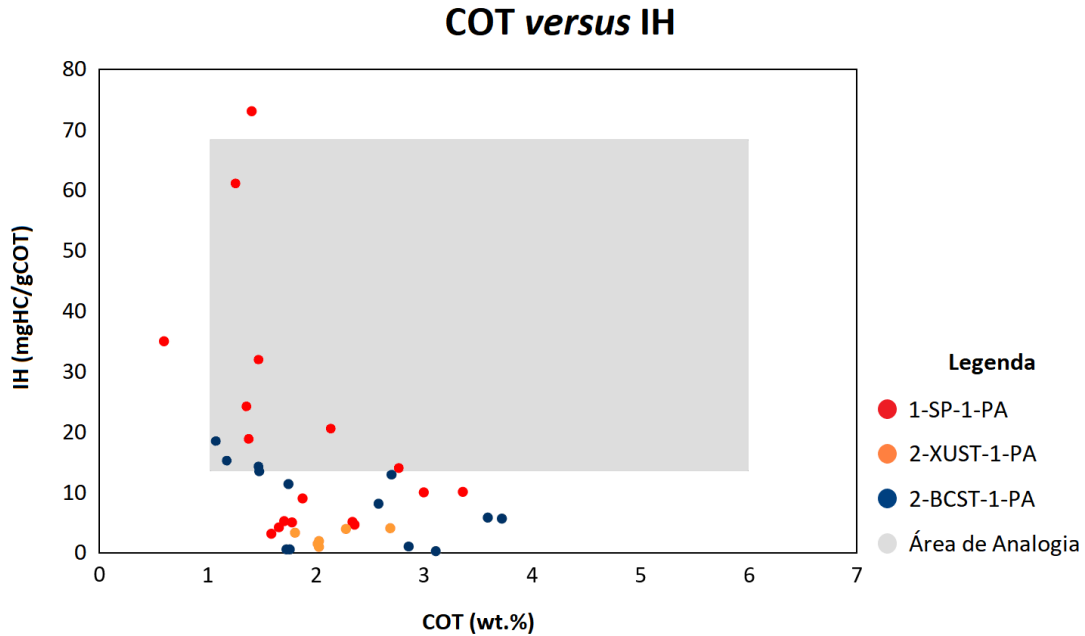


Fig. 56: representação gráfica da contraposição entre os valores de teor de COT e de índice de hidrogênio das UA, tal qual da área de analogia à unidade modelo.

Nesta visualização, pode-se verificar com maiores detalhes a discrepância das amostras da unidade 2-XUST-1-PA, tanto em relação a unidade modelo quanto às demais UA, o que reduziu, mais uma vez, sua possibilidade de validação como *sweet spot*, visto seu baixo grau de preservação da matéria orgânica pelos dois parâmetros. Ainda nessa representação, constatou-se uma maior evolução termal, de modo geral, da acumulação contínua da Formação Barreirinha frente ao campo *Newark East*, provavelmente em função das intrusões de diabásio. Assim, ao correlacionar as dispersões da Fig. 56 aos gráficos de intervalos anteriores, manteve-se a perspectiva de ocorrência de gás seco nas duas unidades validadas.

Por fim, a delimitação da faixa de analogia para o índice de oxigênio foi afetada, também, pela disponibilidade de apenas um valor para a unidade modelo; o que exigiu o levantamento de ressalvas semelhantes às do procedimento executado para o pico S₃. Desse modo, a unidade 1-SP-1-PA foi determinada como análoga, com a proximidade discreta da UA 2-BCST-1-PA da linha de analogia (Fig. 57). Para esse parâmetro, houve uma certa similaridade de maturação entre acumulação contínua e a unidade modelo, ainda que a UA 2-XUST-1-PA tenha sido desconsiderada como análoga nesse parâmetro. 17, 4 e 28 amostras/testemunhos foram analisadas, nesta ordem, para os poços 1-SP-1-PA, 2-XUST-1-PA e 2-BCST-1-PA.

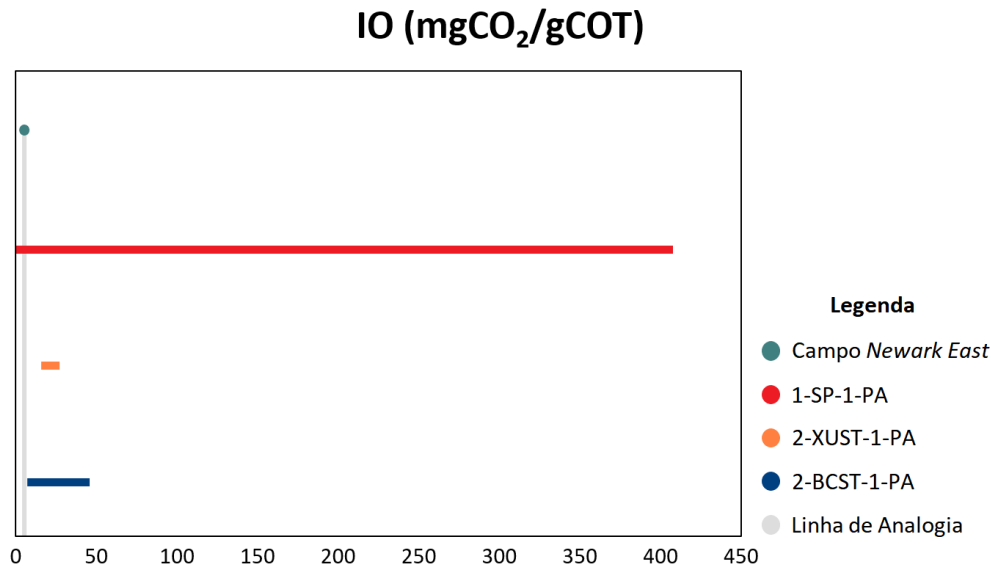


Fig. 57: gráfico da analogia para o índice de oxigênio entre as unidades modelo e de avaliação.

Com base nesses resultados, duas UA foram validadas como *sweet spots* para gás em folhelho: a) 1-SP-1-PA, pela sua analogia completa (correlação nos sete parâmetros); e b) 2-BCST-1-PA, dada sua analogia parcial a unidade modelo – correlação em quatro parâmetros e proximidade nos demais. Em geral, ambas apresentaram bons números de amostragem para cada parâmetro, o que aumentou a confiabilidade das analogias. Já a unidade 2-XUST-1-PA apresentou um baixo número de amostragem e similaridades em apenas dois parâmetros. Isso se deu pela discrepância de leituras geoquímicas devido ao seu alto volume de intrusões, as quais, em excesso, distorcem as características dos folhelhos em função das auréolas de contato.

Nesse sentido, a área adjacente a essa unidade tende a estar supermatura, com o eventual exaurimento de óleo e gás, o que inviabilizou sua declaração como *sweet spot* e a eliminou da estimativa de recursos. A ocorrência de intrusões pode estar interligada, em caráter mais amplo, a tendência de uma maior evolução térmica da matéria orgânica na acumulação contínua em relação campo *Newark East*. Isso fornece precedentes para a ocorrência de gás seco em folhelho nas unidades validadas, visto que seus parâmetros estão na janela para gás por não terem sido distorcidos pelas rochas encaixantes (vide Figuras 44 e 46). Essa possível ocorrência, juntamente com as descrições anteriores, fundamentam o cálculo de recursos a seguir.

4.1.2. Estimativa de Recursos Prospectivos Tecnicamente Recuperáveis

A primeira etapa desse procedimento consistiu no cálculo do volume de rocha para as unidades modelo e de avaliação validadas. Para o campo *Newark East*, obtiveram-se seus dados de área total, de 34.400 Km², em Marra (2018) e de espessura média, de 0,152 Km, a partir de

Bruner e Smosna (2011). Esses dados foram multiplicados entre si na equação de volume simples, o que resultou em um volume de rocha médio associado à ocorrência de gás em folhelho de 5.228,8 Km³. Destaca-se que a área total indicada em Marra (2018) corresponde a soma das áreas das unidades de avaliação *Barnett Continuous Gas e Barnett Mixed Continuous Gas and Oil* (vide Fig. 42), ao passo que a espessura média de Bruner e Smosna (2011) está relacionada a unidade modelo como um todo.

Já a estimativa de volumes de rocha para as unidades de avaliação 1-SP-1-PA e 2-BCST-1-PA (Tab. 11) se deu, como detalhado anteriormente, pelo emprego das células de reservatório conceituais. Desse modo, partindo da Eq. 1 (vide o item 3.1.2.1), foram empregadas as espessuras líquidas de folhelho de 0,151 Km para a unidade 1-SP-1-PA e de 0,250 Km para a UA 2-BCST-1-PA; considerando nos cálculos, em ambos poços, os raios 10, 30 e 50 Km, de acordo com os cenários de avaliação. Os resultados obtidos estão consolidados na Tab. 11, os quais atribuem magnitude numérica aos volumes de folhelho com a possibilidade de ocorrência de gás não convencional na Formação Barreirinha.

Tab. 11: volumes de folhelho calculados para as unidades de avaliação validadas.

Unidades de Avaliação	Volume de Rocha (Km ³)		
	Cenário Discreto	Cenário Intermediário	Cenário Otimista
1-SP-1-PA	47,42	426,86	1.185,72
2-BCST-1-PA	78,52	706,72	1.963,12

Ao analisá-los, observou-se que a UA 2-BCST-1-PA concentrou volumes de rocha superiores aos da unidade 1-SP-1-PA, vista sua espessura líquida de 0,250 Km. Nesse sentido, dado o caráter contínuo dos recursos, presume-se uma maior ocorrência de GF em suas células, tornando-a como UA de maior representatividade nas estimativas. De forma suplementar, as perspectivas em plano das células de reservatório e suas relações espaciais com os limites da acumulação contínua em cada cenário – motivadoras de suas respectivas confiabilidades de estimativas – são visualizadas nas Fig. 58, 59 e 60. Vale destacar que estes mapas elucidam, do ponto de vista geográfico, os diferentes alcances dessas zonas potenciais no estado do Pará.

Células de Reservatório - Cenário Discreto

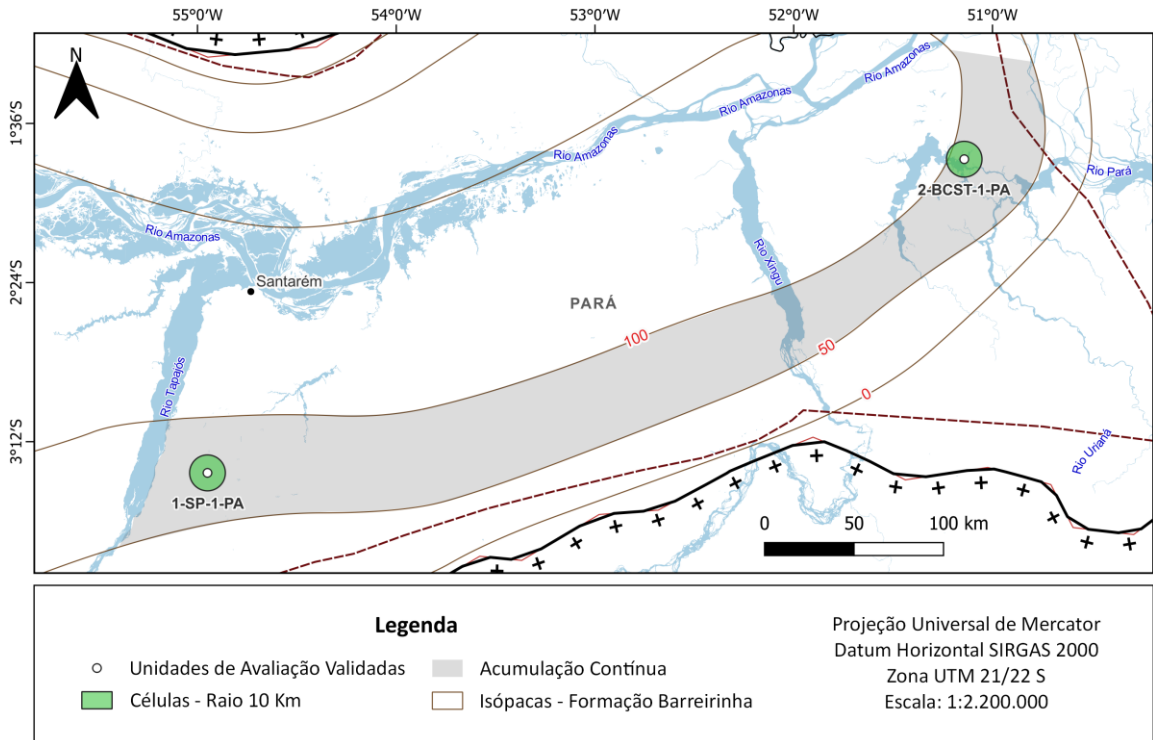


Fig. 58: mapa com as células de reservatório das UA validadas no cenário discreto.

Células de Reservatório - Cenário Intermediário

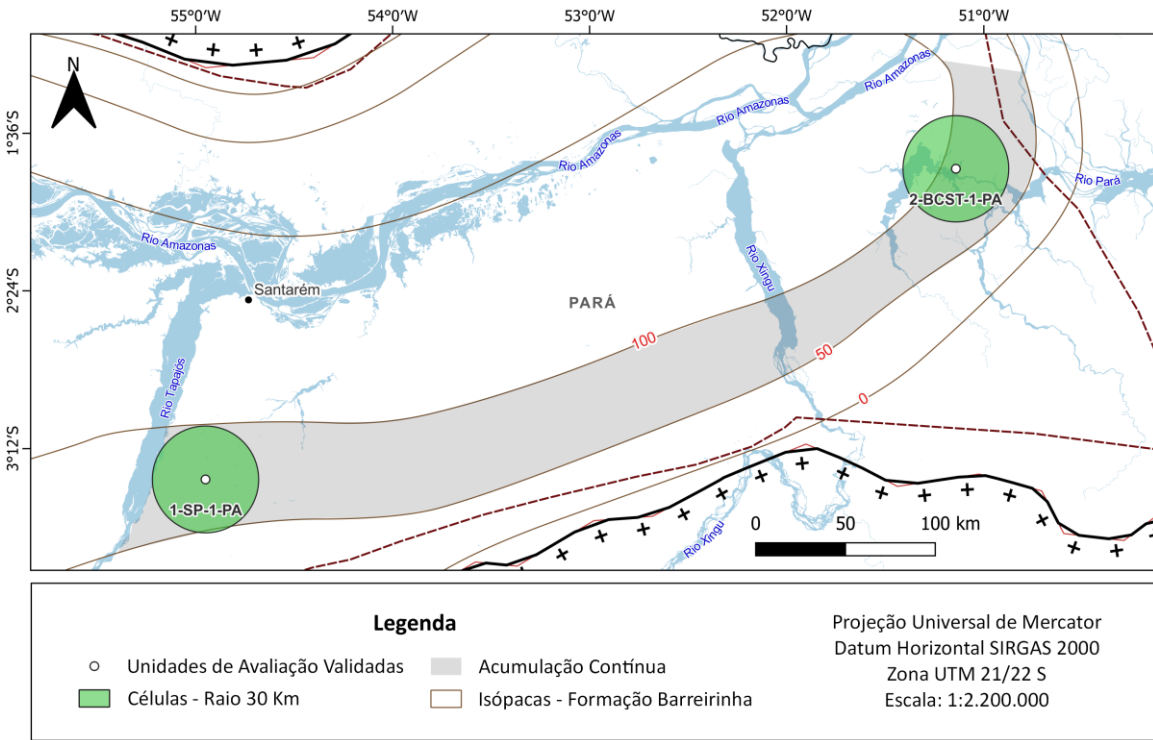


Fig. 59: mapa com as células de reservatório das UA validadas no cenário intermediário.

Células de Reservatório - Cenário Otimista

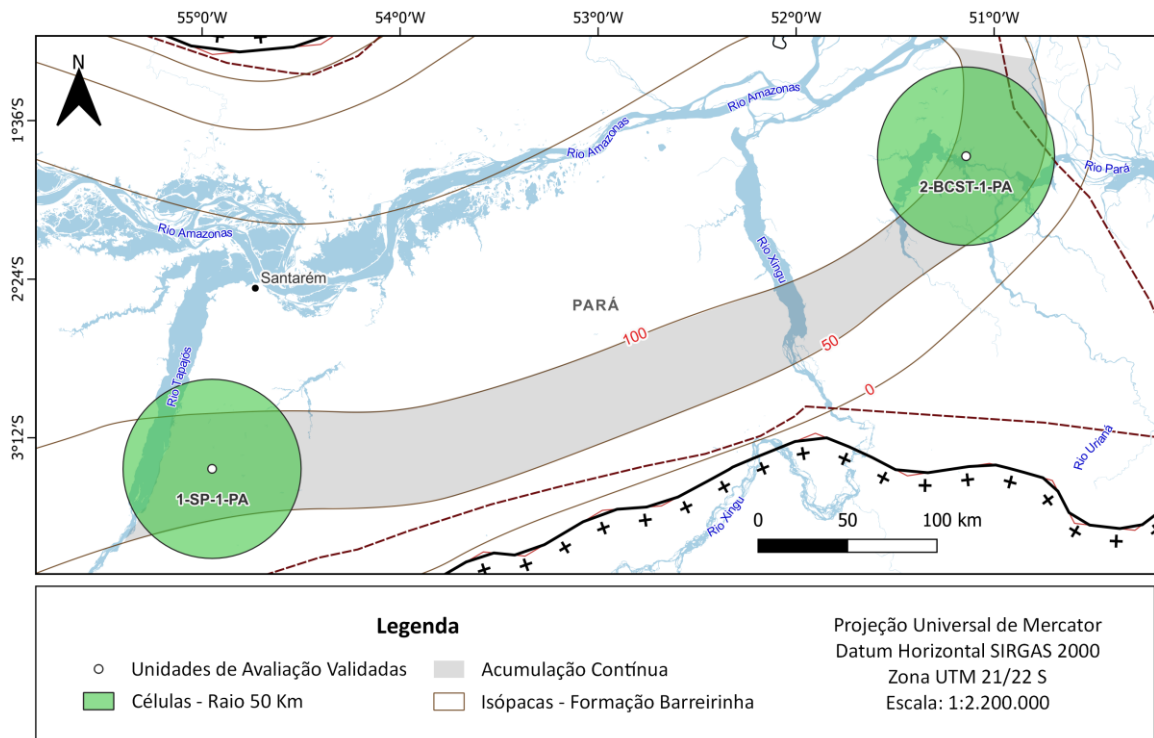


Fig. 60: mapa com as células de reservatório das UA validadas no cenário otimista.

Em seguida, como parte do objetivo geral desta Dissertação, foram realizadas as estimativas de gás em folhelho na Formação Barreirinha, com a aplicação da Eq. 2 (vide sua elaboração e descrição no item 3.1.2.1). Nesse cálculo, foram adotados, conforme cada cenário: a) o volume de folhelho de 5.228,8 Km³ para o campo *Newark East*, como primeiro parâmetro fixo conhecido; b) seu volume atualizado de GF em 53 TCF (MARRA, 2018), como segundo parâmetro fixo conhecido; e c) os volumes de folhelho das unidades de avaliação validadas, descritos na Tab. 11, como terceiros parâmetros conhecidos, contudo, variáveis. A relação entre esses elementos permitiu a quantificação dos recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis apresentados na Tab. 12, com destaque para as estimativas totais por cenário.

Tab. 12: volumes de gás em folhelho estimados para as UA da Formação Barreirinha.

Unidades de Avaliação	Recursos Prospectivos Tecnicamente Recuperáveis (TCF)		
	Cenário Discreto	Cenário Intermediário	Cenário Otimista
1-SP-1-PA	0,48	4,32	12,01
2-BCST-1-PA	0,79	7,16	19,89
Estimativas Totais	1,27	11,48	31,90

Para complementar as estimativas da Tab. 12, um cenário adicional foi elaborado a partir das células ideais de cada unidade de avaliação (Fig. 61). Nesse cenário, o total de recursos prospectivos tecnicamente recuperáveis foi avaliado em 5,11 TCF, sendo um híbrido entre células dos cenários discreto e intermediário. Todavia, esse cenário não foi integrado ao conjunto principal por desconsiderar as ideias apresentadas em Marra et al. (2015), visto ser um produto exclusivo das condições espaciais das células de reservatório em relação a acumulação contínua do reservatório-alvo. Ainda assim, sua apresentação torna-se interessante por maximizar as estimativas sem extrapolar os limites da zona prospectiva.

Células de Reservatório Ideais

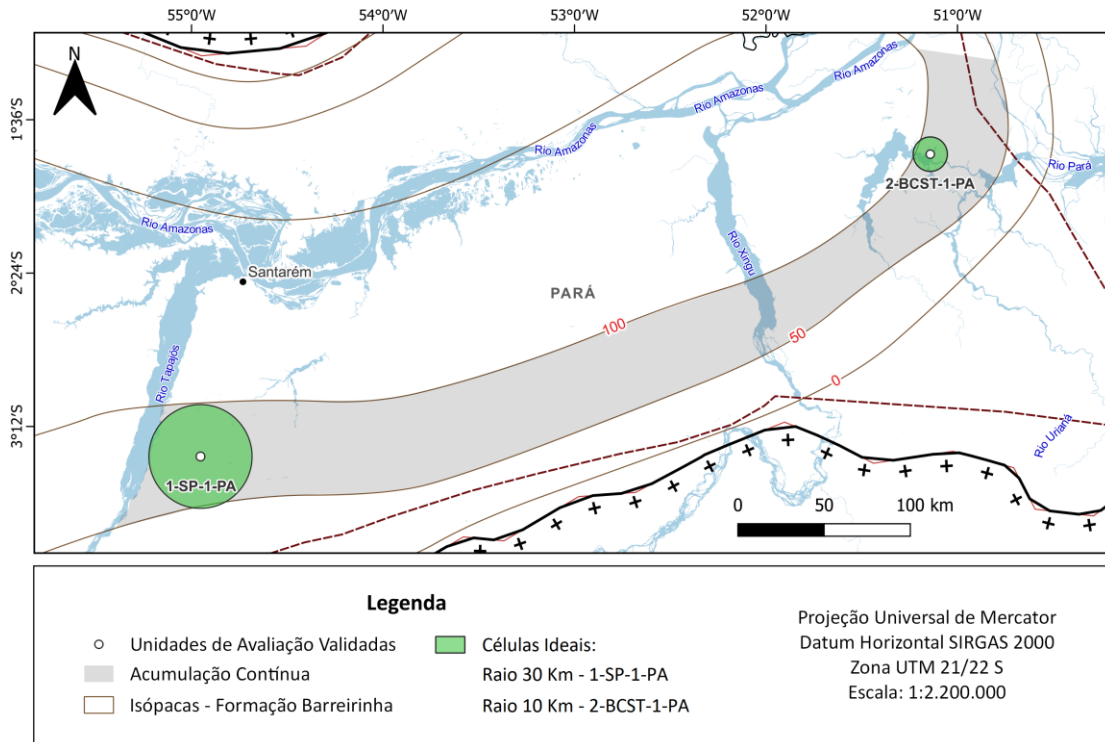


Fig. 61: mapa com as células ideais de cada unidade de avaliação validada.

Com a atribuição de novas ordens de grandeza aos recursos contínuos da Formação Barreirinha, tornou-se relevante a realização de comparações frente às avaliações anteriores executadas por EIA (2015) e Schenk et al. (2017). Com relação à primeira, constatou-se uma redução no volume de recursos esperados, vista sua estimativa de 100 TCF; porém, deve-se ressaltar que esse valor corresponde a área total da Formação Barreirinha. Quanto a segunda, as comparações obtiveram maior efetividade pela sua distinção em cenários mínimos, médios e máximos a partir de duas unidades de avaliação (Fig. 23), determinando, respectivamente,

recursos de 22, 33 e 102 TCF – os quais compreendem os volumes avaliados pelo método proposto em função da redução da escala de avaliação, impulsionando sua confiabilidade.

4.2. PERSPECTIVAS PARA O GÁS EM FOLHELHO NA AMAZÔNIA

4.2.1. Oportunidades

Retomando o item 3.2.2, a subdivisão da condição contextual amazônica em eixos de análise, conforme a revisão dos modelos teóricos nacionais e internacionais da Tab. 8, possibilitou a identificação de oportunidades relacionadas aos segmentos econômico e de energia. Dado o emprego da generalização analítica por explanação, como última etapa do protocolo de estudo de caso, elaboraram-se as discussões deste tópico e em seu subsequente, ressaltando a consideração de características inerentes a região pela observação de literaturas direcionadas para tal. Destaca-se, assim, o caráter abrangente das discussões deste estudo exploratório, em função do estágio embrionário dos recursos contínuos na Amazônia.

Em primeira análise, o aproveitamento do GF da Bacia do Amazonas poderia atender a mercados industriais de base, vista sua possível aplicação como insumo energético à mineração no Pará (CARDOSO; LUCZYNSKI, 2019). Isso se dá pelo caráter energointensivo do Complexo Carajás, localizado no Oeste do estado, cuja matriz é composta, principalmente, por hidreletricidade e óleo diesel (VASCONCELOS; JESUS; SANTOS, 2022) (Fig. 62). Tal panorama reflete em perda de racionalidade energética, vista a relação entre o rendimento da fonte, sua aplicação final e precificação (SANTOS, 2002); potencializando, ainda, impactos ambientais – sobretudo pelo aumento na concentração atmosférica de particulados finos oriundos da combustão de óleo diesel (GOLDEMBERG; LUCON, 2012).

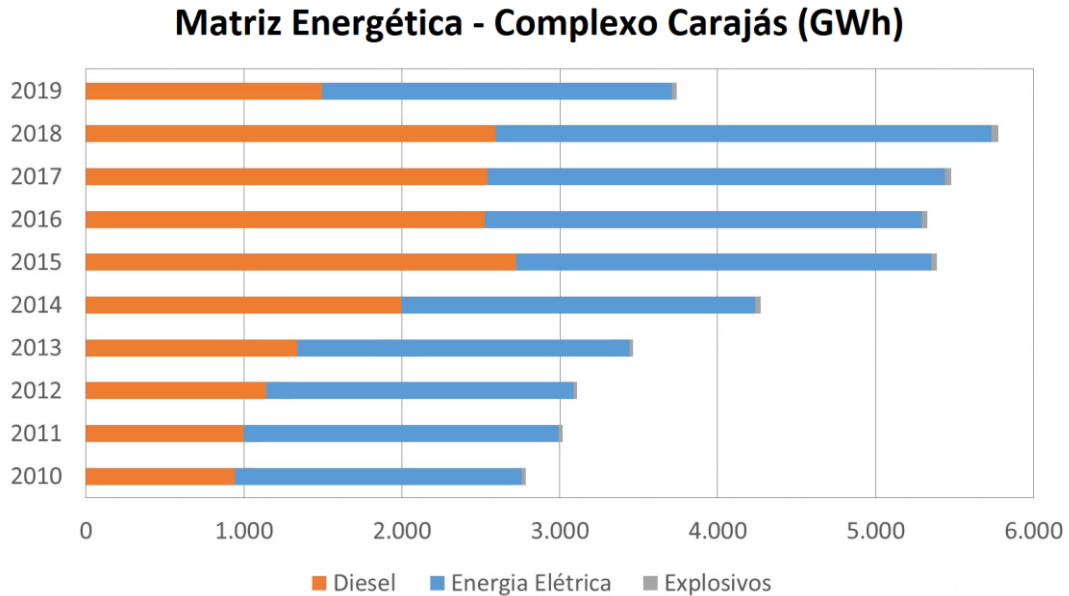


Fig. 62: composição anual da matriz energética do Complexo Carajás. Modificado de Vasconcelos, Jesus e Santos (2022).

Esse contexto abre precedentes para a adoção do gás natural na atividade mineral, com base na substituição energética, eficiência econômica e racionalização na oferta de energia³⁴ (CARDOSO; LUCZYNSKI, 2019; GOLDEMBERG; MOREIRA, 2005); bem como pela redução na emissão de GEE, graças às operações de baixo carbono do gás natural (BP, 2022). Vale indicar, também, a possibilidade de conexão entre as adjacências das UA na Formação Barreirinha e o Complexo Carajás como outro fator de atratividade, levando em conta histórico de estudos sobre alternativas de fornecimento, escoamento e integração modal via gasodutos³⁵ e barcaças com gás natural liquefeito (GNL) (LUCZYNSKI, 2013). Destaca-se, nesse sentido, a UA 2-BCST-1-PA, dada sua localização e proximidade fluvial ao complexo (Fig. 63).

³⁴ Destaca-se a necessidade de maiores estudos quanto ao impacto quantitativo da introdução do gás em folhelho na matriz energética do setor mineral paraense, visto que as avaliações desta Dissertação estão concentradas nos caracteres qualitativo e sugestivo.

³⁵ Adiante, na Fig. 67, pode ser observado o traçado de um gasoduto aprovado para o atendimento do Complexo Carajás; porém, ainda sem interligações previstas nas adjacências da zona prospectiva.

Mapa de Localização - Complexo Carajás

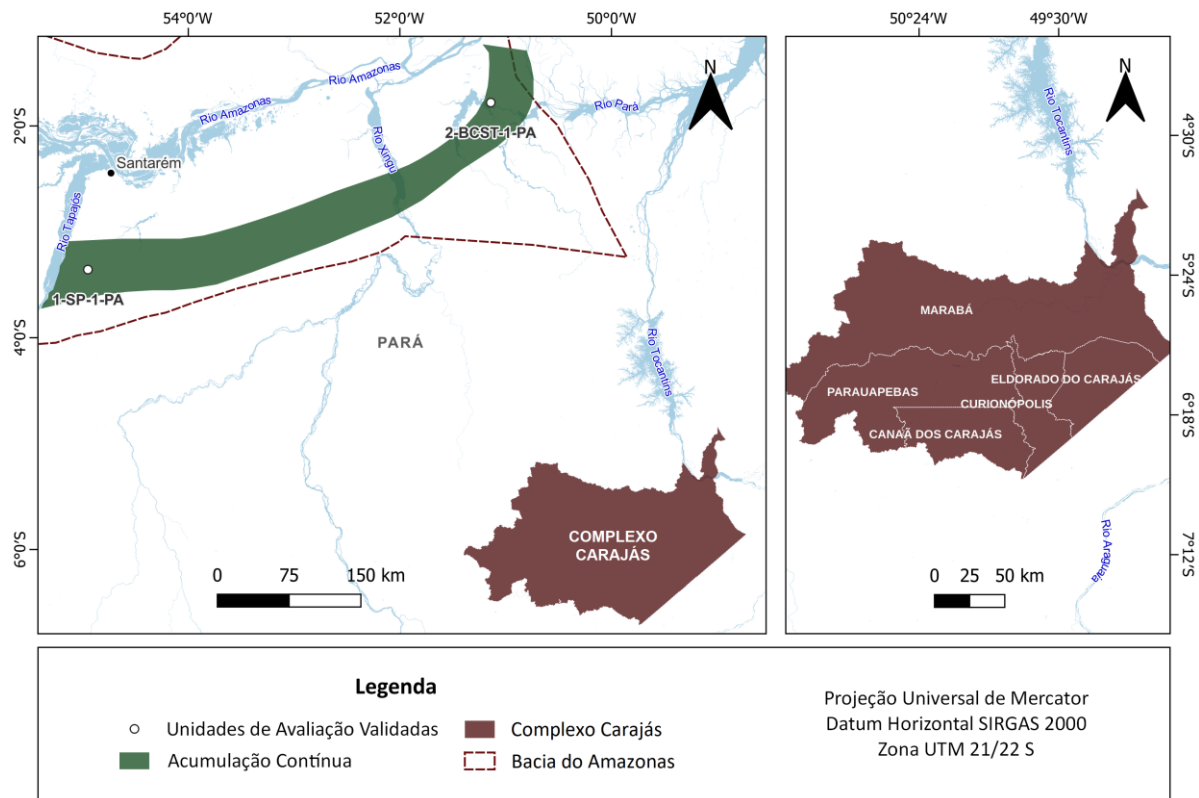


Fig. 63: a esquerda, localização do Complexo Carajás em relação a acumulação contínua e as unidades de avaliação; a direita, destaque para a potenciais cidades a serem atendidas pelo GF.

Destaca-se a oportunidade secundária de sua aplicação na siderurgia, partindo do emprego do gás natural na produção de alumina (FEIO, 2010) e de ferro esponja (MONTEIRO, 2006) em operações no Nordeste do Pará. Esse uso não energético obtém força, sobretudo, na fabricação de aço, pela perspectiva de redução no uso de ferro gusa em alto forno, o que reduziria os custos industriais pela substituição por ferro esponja (LUCZYNSKI, 1995). Tal oportunidade pode se valer, do ponto de vista de acessibilidade, dos indicativos de EPE (2018) quanto a construção de um terminal para a GNL em Vila do Conde, município de Barcarena, e sua relativa proximidade e integração hidroviária a unidade 2-BCST-1-PA.

Ainda assim, o emprego do GF no setor termelétrico amazônico desponta como principal via de entrada para o recurso na região. Cardoso e Tassinari (2021, 2022) indicam que esse aproveitamento poderia se favorecer, nas esferas institucionais: a) da diretiva do MME para a contratação de usinas termelétrica (UTE) a gás para o suporte ao sistema elétrico da Região Norte (RABELLO; COIMBRA, 2020); b) do Novo Mercado de Gás, com o emprego da capacidade ociosa de transporte e distribuição, privatização de ativos do *downstream* e consolidação de agências reguladoras (SZYFMAN; MILHORANCE; 2019); e c) da reativação

de atividades em bacias terrestres, com investimentos em novas fronteiras e monetização de acumulações marginais interiores pelo REATE (MME et al., 2020).

Tal oportunidade é reforçada, ainda, pelas projeções para o horizonte 2021-2031 apresentadas em MME/EPE (2022), apontando para o aumento da contribuição do gás natural no atendimento da demanda termelétrica e para a segurança operativa da matriz nacional (Fig. 64). Isso se deu, especialmente após as interrupções de abastecimento no estado do Amapá, em 2020, as quais intensificaram os impactos socioeconômicos advindos da pandemia de COVID-19 (PORTO; SUPERTI; BENTES, 2021). Vale considerar, também, os aprimoramentos normativos de transporte, escoamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização promovidos pelo Marco Regulatório do Gás Natural (BRASIL, 2021b).

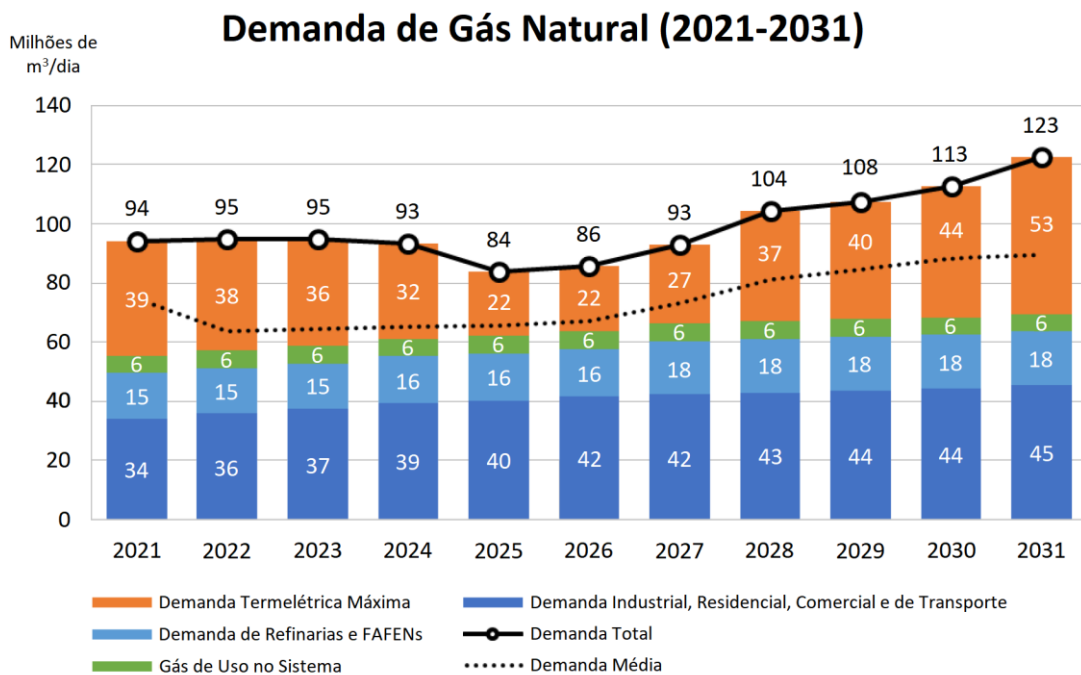


Fig. 64: em laranja, projeção da demanda termelétrica de gás natural no horizonte decenal avaliado. Modificado de MME/EPE (2022).

Partindo desse cenário, analisa-se que o gás em folhelho poderia atuar no fortalecimento da segurança energética na Amazônia como um todo, dadas sua disponibilidade regional, menores emissões (dentre os combustíveis fósseis), precificação atrativa em relação a outras fontes e seu fornecimento contínuo (MARTINS et al., 2022; SANTOS; PEYERL; NETTO, 2020). Paralelamente, prestaria suporte a baixa cobertura local das fontes alternativas, visando o impulsionamento da eletrificação interna em uma região historicamente carente (DI LASCIO; BARRETO, 2009) – medida, esta, fundamental para a redução da dualidade social ocasionada pela falta de acesso a serviços energéticos adequados (GOLDEMBERG; LUCON, 2012).

Um panorama modelo pode ser observado em Roraima, com o direcionamento da produção gasífera do campo de Azulão à Termelétrica Jaguarica II, via GNL (POPOLO, 2020) (Fig. 65). Vale destacar que Roraima não é interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo atendida por 65 Sistemas Isolados e apresentando projeções de crescimento de consumo, carga e demanda para o horizonte 2021-2025 (EPE, 2021b). Ainda assim, o estado permanecia sensibilizado por um abastecimento elétrico intermitente para cerca de 12 mil brasileiros (ONS, 2020) – contexto, este, mitigado pelo uso energético do gás convencional, o que pode abrir precedentes similares, futuramente, para o gás em folhelho, sobretudo no Pará.

Mapa de Localização - Azulão e Jaguarica II

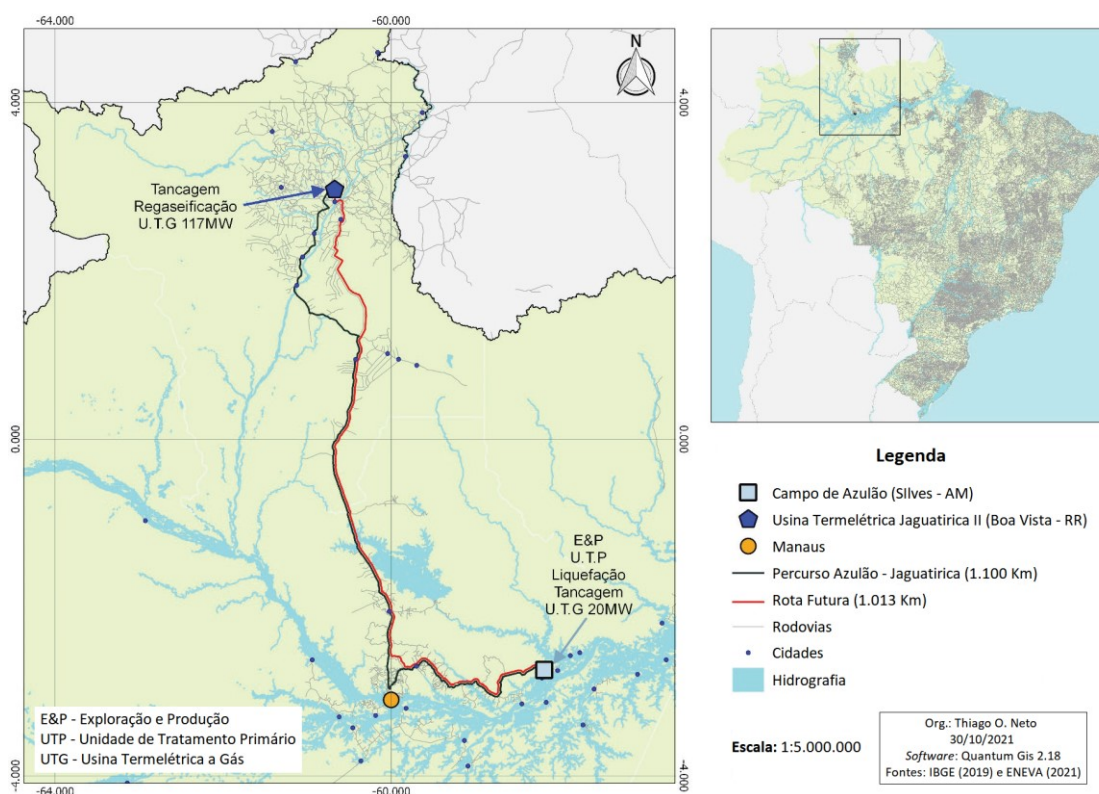


Fig. 65: localização e rotas do Projeto Azulão-Jaguarica. Modificado de Nogueira e Neto (2022).

Do ponto de vista técnico, isso seria facilitado pelo implemento da tecnologia *gas-to-wire* (GTW) para monetização de reservas em novas fronteiras, avaliada para Azulão após sua viabilidade no Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba (CANÇADO, 2017) – já considerando os recursos contínuos da Formação Pimenteiras. Essa tecnologia consiste na geração de eletricidade por meio de turbinas a gás instaladas nos campos de exploração e produção (ANDREI; SAMMARCO, 2017; MOTA; BALEEIRO; CORTEZ, 2020) (Fig. 66); integração, esta, responsável pela redução de custos logísticos (WINDÉN et al., 2013). Voltado ao GF, o

GTW proporcionaria uma oferta competitiva de energia, bem como o uso da riqueza energética amazônica em benefício socioeconômico local (SALGADO; COUTO, 2021; ENEVA, 2020).

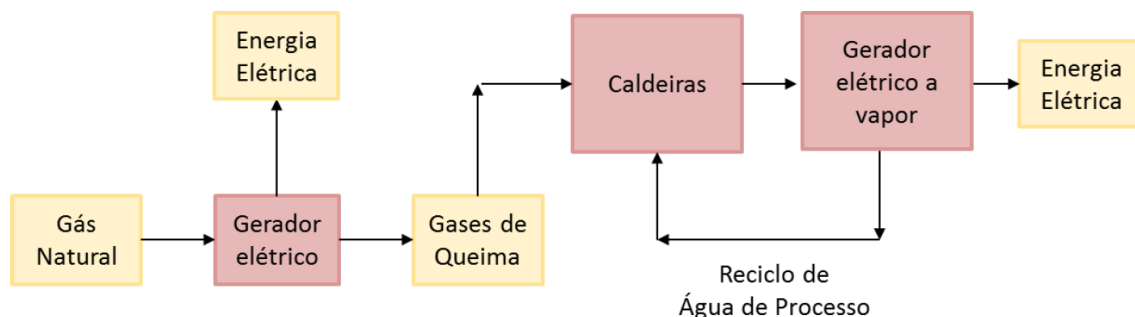


Fig. 66: fluxograma do funcionamento da tecnologia GTW (EPE, 2020b).

Como outros reflexos, essa conjuntura tenderia a estimular a substituição da geração a diesel, valendo-se das discussões de Bonfim (2008), e a diminuir a dependência em relação à hidreletricidade, com a conseqüente redução na necessidade de novas usinas – caracterizadas por impactos territoriais, hidrográficos, bem como à fauna, flora e comunidades tradicionais (FEARNSIDE, 2019). Ao extrapolar as análises, verifica-se a possibilidade de barateamento da eletricidade (LIEW; DANYARO; ZAWAWI, 2020) e do direcionamento do GF para o suporte termelétrico em outras regiões, tendo em vista seu processamento local e a previsão de integração da Amazônia a malha multimodal (NOGUEIRA; NETO, 2021) (Fig. 67).

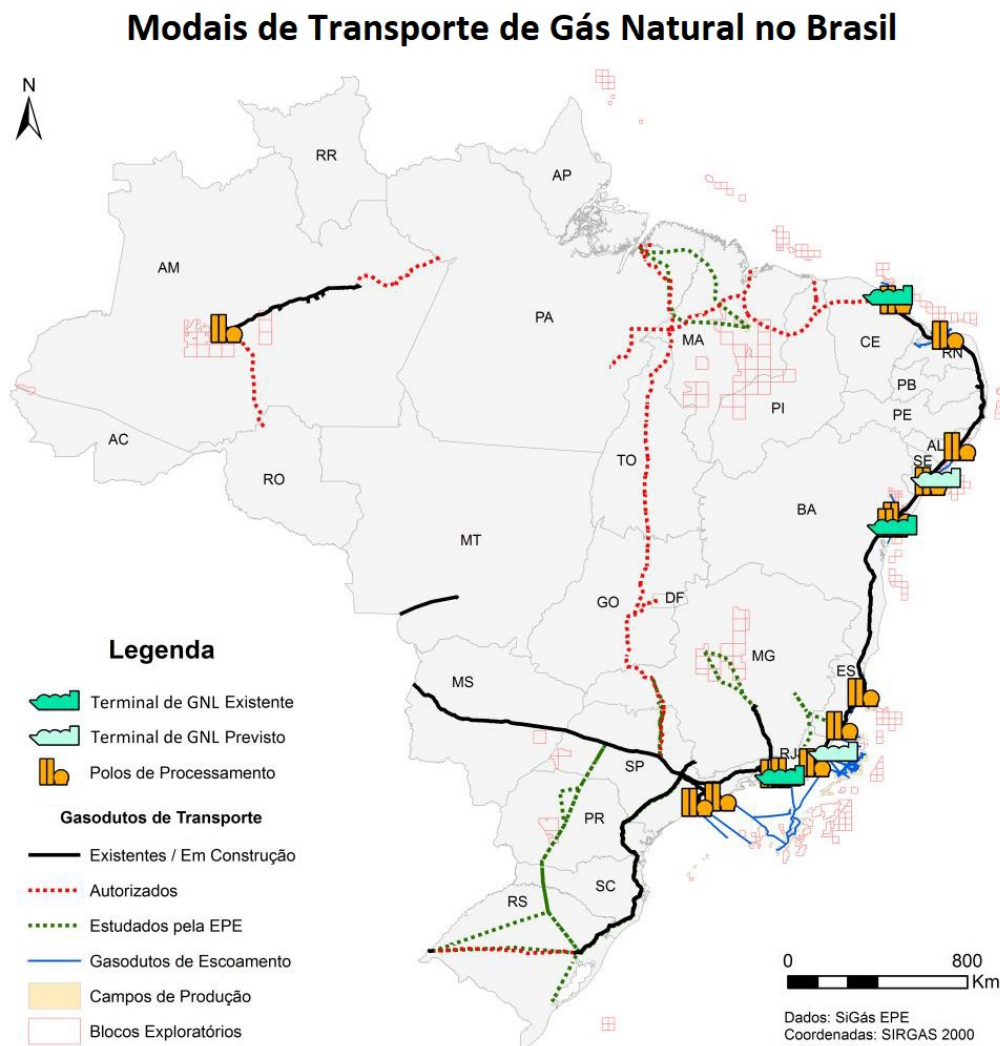


Fig. 67: infraestrutura existente, autorizada e em estudo para o processamento e transporte de gás natural. Modificado de EPE (2019b).

Paralelamente, o aproveitamento do GF amazônico poderia reduzir a dependência de importações de gás para a região, contornando, ainda, a flutuação de preços pela geopolítica externa (RIBEIRO, 2023). Sua sustentação econômica geral se daria pela redução de custos dos campos *onshore*, reaproveitamento de infraestruturas e facilidade de desativação produtiva em caso de volatilidades (MARINHO, 2018). Nesse sentido, um modelo de sucesso pode ser observado na Bacia do Parnaíba, o que garante o repasse de *royalties* a municípios do Maranhão com explorações de gás convencional (NETTO, 2022). De modo intuitivo, um contexto similar a partir do GF poderia contribuir para melhorias socioeconômicas em regiões paraenses fragilizadas – vide o município de Melgaço (Fig. 68), no qual se localiza a UA 2-BCST-1-PA.

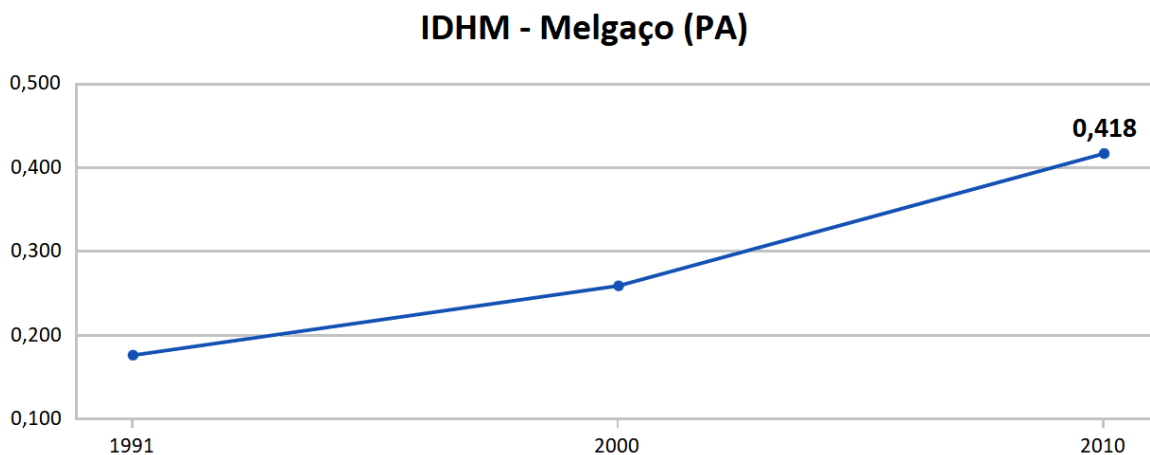


Fig. 68: evolução do índice de desenvolvimento humano municipal de Melgaço, considerado o menor do Brasil. Modificado de IBGE (2023).

Por fim, em um contexto mais amplo, mas com reflexos para a Amazônia, consideram-se as indicações de Bellani et al. (2021) e Cachola et al. (2022) sobre o potencial do GF para a transição energética, visto seu volume de recursos, menores emissões de GEE e suporte ao esgotamento dos recursos convencionais. No Brasil, esse potencial auxiliaria no alcance de metas em paralelo a iNDC³⁶ para o Acordo de Paris, bem como na promoção do ODS 7³⁷ da Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável da ONU (LESBAUPIN, 2020). Vale destacar, ainda, a perspectiva de criação de um mercado de hidrogênio azul³⁸ no país, como uma estratégia para a descarbonização da indústria (CNI, 2022) que poderia englobar o GNNC.

4.2.2. Desafios

Durante o desenvolvimento da estratégia analítica, identificou-se o emprego do fraturamento induzido como principal desafio para o aproveitamento dos recursos contínuos da Formação Barreirinha. Isto se dá, em primeira análise, pela carência de caracterizações petrofísicas e de zonas fraturadas (CARDOSO, 2019), essenciais para o controle da percolação de gás e compostos químicos, reduzindo o risco de contaminações (LENHARD, 2016). Além

³⁶ *Intended Nationally Determined Contributions* (pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada). Este conjunto de medidas compõe a ratificação brasileira do Acordo de Paris, o qual prevê a limitação do aumento da temperatura global em até 2°C até 2100. Foi apresentada durante a Cúpula de Desenvolvimento Sustentável da 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (COP-21), de 2015 (BRASIL, 2015).

³⁷ O Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 7 determina alvos a serem alcançados até 2030 no setor de energia, como a promoção do acesso universal a serviços energéticos modernos, o aumento de sua participação na matriz mundial e a melhoria da taxa de eficiência energética global (ESC;UN, 2020).

³⁸ Produto obtido a partir do gás natural e sua associação ao CCUS; é considerado como uma rota energética de baixo carbono (CNI, 2022).

disso, ressalta-se a necessidade de modelagens geológicas e geofísicas de aspectos estruturais e estratigráficos do reservatório-alvo, a fim de antever a movimentação da pluma de fluidos durante o processo de injeção (HARILAL; TANDON, 2012).

Essas demandas se justificam, sobretudo, pelo posicionamento estratigráfico do Sistema Aquífero Grande Amazônia (SAGA) acima da Formação Barreirinha, na Formação Alter-do-Chão (ABREU; CAVALCANTE; MATTA, 2013) (Fig. 69). Ao relacionar isso às unidades de avaliação – partindo da separação vertical de segurança entre aquíferos e reservatórios-alvo, definida por Davies et al. (2012) como de 600 m –, observa-se um maior grau de atenção para a unidade 2-BCST-1-PA, visto que sua separação entre as formações é de apenas 168 m, indicando uma maior sensibilidade à possíveis contaminações oriundas do fraturamento; ao passo que, no poço 1-SP-1-PA, as formações se distanciam em 2486 m.

Localização - Aquífero Alter-do-Chão

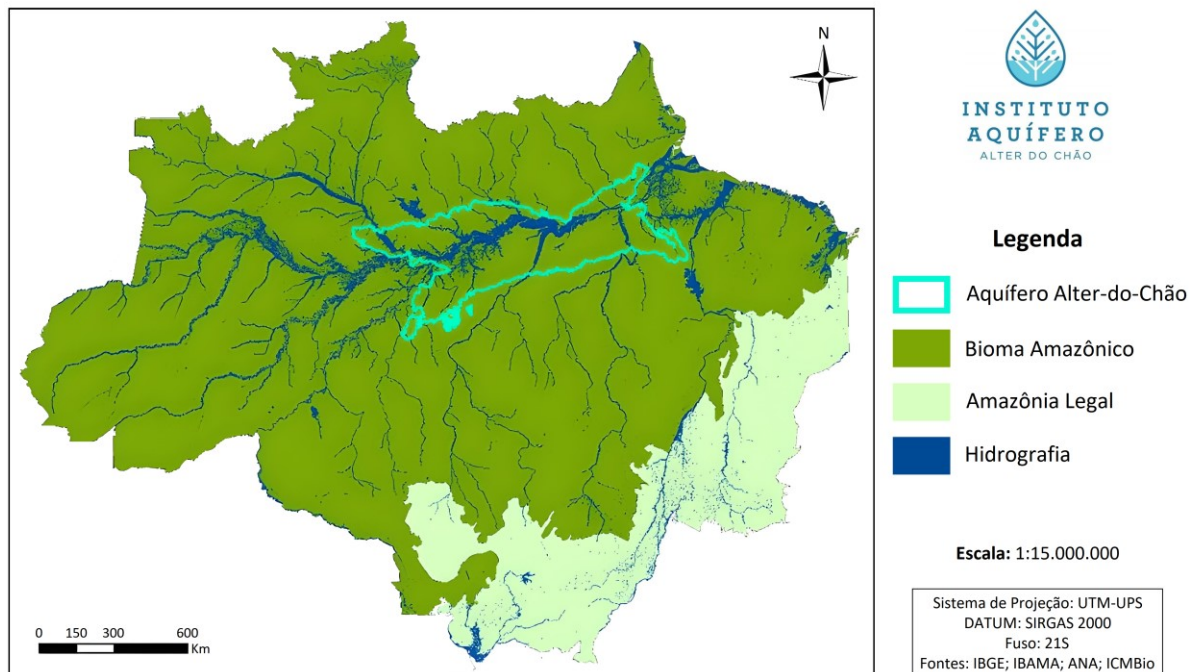


Fig. 69: distribuição espacial do Aquífero Alter-do-Chão, porção do SAGA na Bacia do Amazonas. Modificado de IAA (2023).

Observados esses fatores, a aplicação do fraturamento deveria ser acompanhada, ainda, de monitoramentos subsuperficiais para sua eficiência técnico-ambiental (MONTEIRO, 2013). Para isso, aponta-se o monitoramento microssísmico, um método sísmico passivo³⁹ que provê

³⁹ Método o qual se utiliza de ondas sísmicas emitidas por fontes em profundidade, registradas em superfície ou em poços a partir de raios diretos ou refratados (sísmica de refração) (KEAREY; BROOKS; HILL, 2002).

dados em tempo real de localização e magnitude de eventos (Fig. 70); podendo ser aplicado, também, para a estimativa de volumes de rochas estimuladas pelo fraturamento, produção futura e de fatores de recuperação de gás (AMINZADEH; DASGUPTA, 2013). Isso proporcionaria o planejamento de salvaguardas quanto a propagação de fraturas, diminuindo o risco de contaminações ao SAGA (CARDOSO; LUCZYNSKI, 2018).

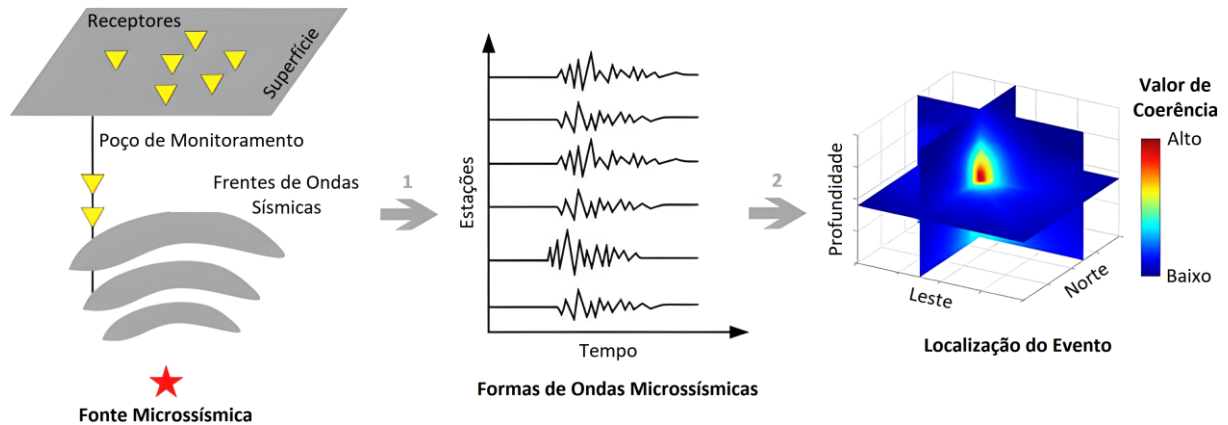


Fig. 70: imageamento micro sísmico pelo método baseado na forma de onda, com a aquisição (1) e o processamento (2) de dados para a localização da fonte (valor de coerência alto). Modificado de Li et al. (2022).

Outra possibilidade para a viabilidade ambiental do fraturamento na Bacia do Amazonas seria o emprego de CO_2 como substituto ao propante, o que acarretaria uma produção de GF de até 3,25 TCF em dez anos (LIMA, 2018) (Fig. 71); e reduziria a demanda total de água para as operações na bacia, estimada em cerca de 3,6 bilhões de m^3 (ABA; PARENTE; SANTOS, 2022)⁴⁰. Com um histórico de mais de três décadas (FANG; CHEN; AMRO, 2014), essa técnica consiste no uso de CO_2 supercrítico – valendo-se de sua viscosidade similar à da água – o que permite a geração de uma rede multiortogonal de fraturas (LYU et al., 2018). Além de surgir como alternativa ao elevado consumo de água do processo tradicional, essa tecnologia resultou no redirecionamento útil de CO_2 , no intuito de reduzir suas emissões (YIN et al., 2017).

⁴⁰ Estimativa realizada considerando as áreas prospectivas gerais descritas por EIA (2015).

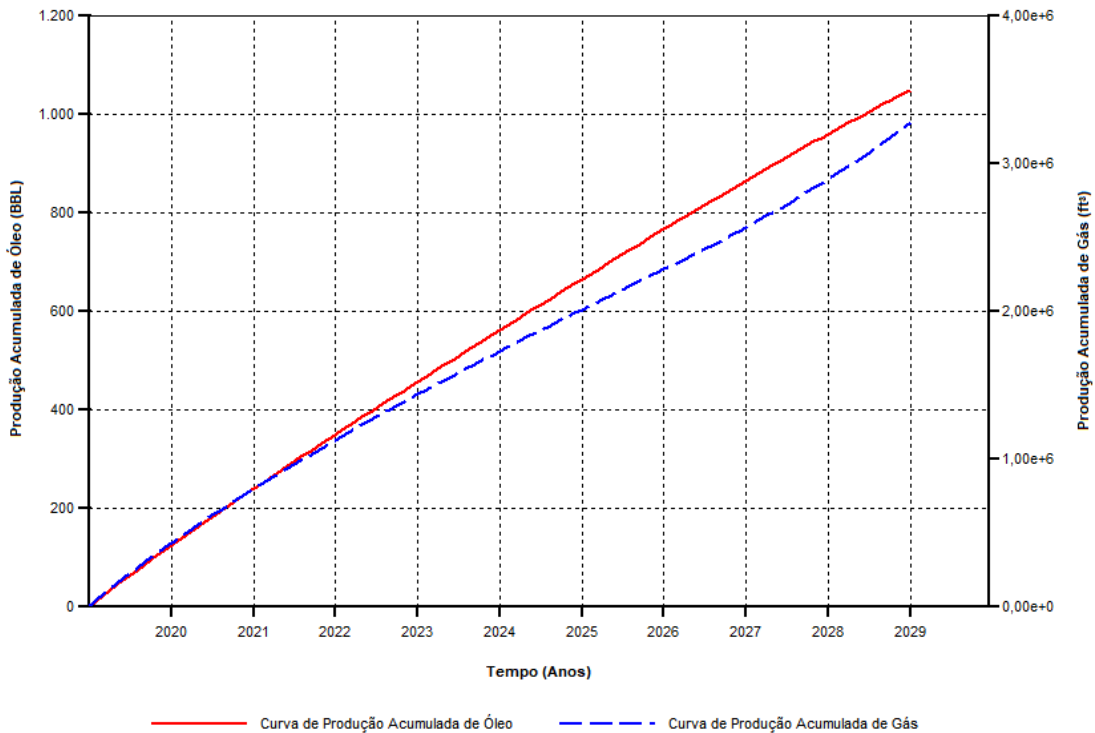


Fig. 71: em azul, a estimativa de produção de gás em folhelho na Bacia do Amazonas com a injeção de CO₂. Modificado de Lima (2018).

Nesse contexto, alia-se o armazenamento geológico de CO₂ como fator de redução de impactos ambientais em projetos de GF, vista a capacidade de folhelhos fraturados e depletados em adsorver e sequestrar o CO₂ por meio das interações físico-químicas (ZHOU et al., 2019; SANGUINITO et al., 2018) (Fig. 72). Além do caráter ambiental, o CCUS apresenta vantagens econômicas como o reaproveitamento de estruturas de transporte e distribuição para o escoamento e injeção do CO₂ e do conhecimento técnico do reservatório contínuo, reduzindo custos em novas pesquisas (LANGENFELD et al., 2017); podendo viabilizar, ainda, o aproveitamento de GF em bacias potenciais, como a do Paraná (ROCHA et al., 2018).

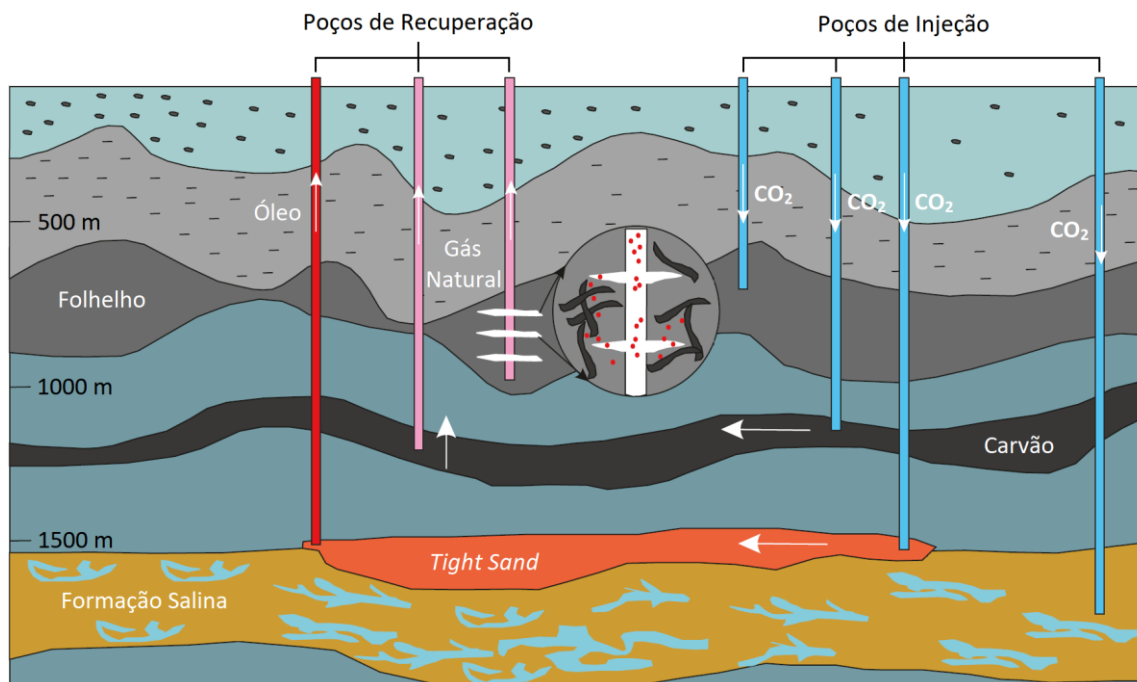


Fig. 72: esquema simplificado de injeções e armazenamentos de CO₂ em diferentes tipos de reservatórios, associados ao aproveitamento de recursos não convencionais. Modificado de Liu et al. (2017).

Na Amazônia, o CCUS apresenta margem de implantação pelas perspectivas de expansão do parque termelétrico – relacionada ao GF no tópico anterior – vista sua função primária de captação de emissões oriundas das UTEs (GOLDEMBERG; LUCON, 2012). Com a possibilidade de sua associação ao modelo GTW, haveria reduções de custos em função da estocagem das emissões das UTE no próprio campo exploratório (WINDÉN et al., 2013), em regiões exauridas da Formação Barreirinha; o que contribuiria também, para a descarbonização na geração de energia, impulsionando a transição energética (ENGLISH; ENGLISH, 2022). Ademais, aponta-se a expectativa de produção de hidrogênio azul integrada ao CCUS no Brasil, ainda que com desafios tecnológicos a serem superados (CNI, 2022).

Todavia, outros entraves ambientais foram detectados neste estudo de caso, com destaque para a relação entre o potencial para o gás em folhelho e as áreas de proteção ambiental da Amazônia, tal qual visto por Lima (2018). Ao analisar a extensão geográfica da acumulação contínua, observou-se sua interseção com sete unidades de conservação (Fig. 73). Mesmo que somente a UA 1-SP-1-PA esteja contida em uma dessas – a Floresta Nacional de Tapajós – com grande parte da acumulação disposta em áreas não contempladas, vale destacar que a existência de tais interseções potencializam restrições ambientais, dadas as possíveis interações entre os aspectos exploratórios do GF com recursos hídricos e a biodiversidade regional (EPE, 2014).

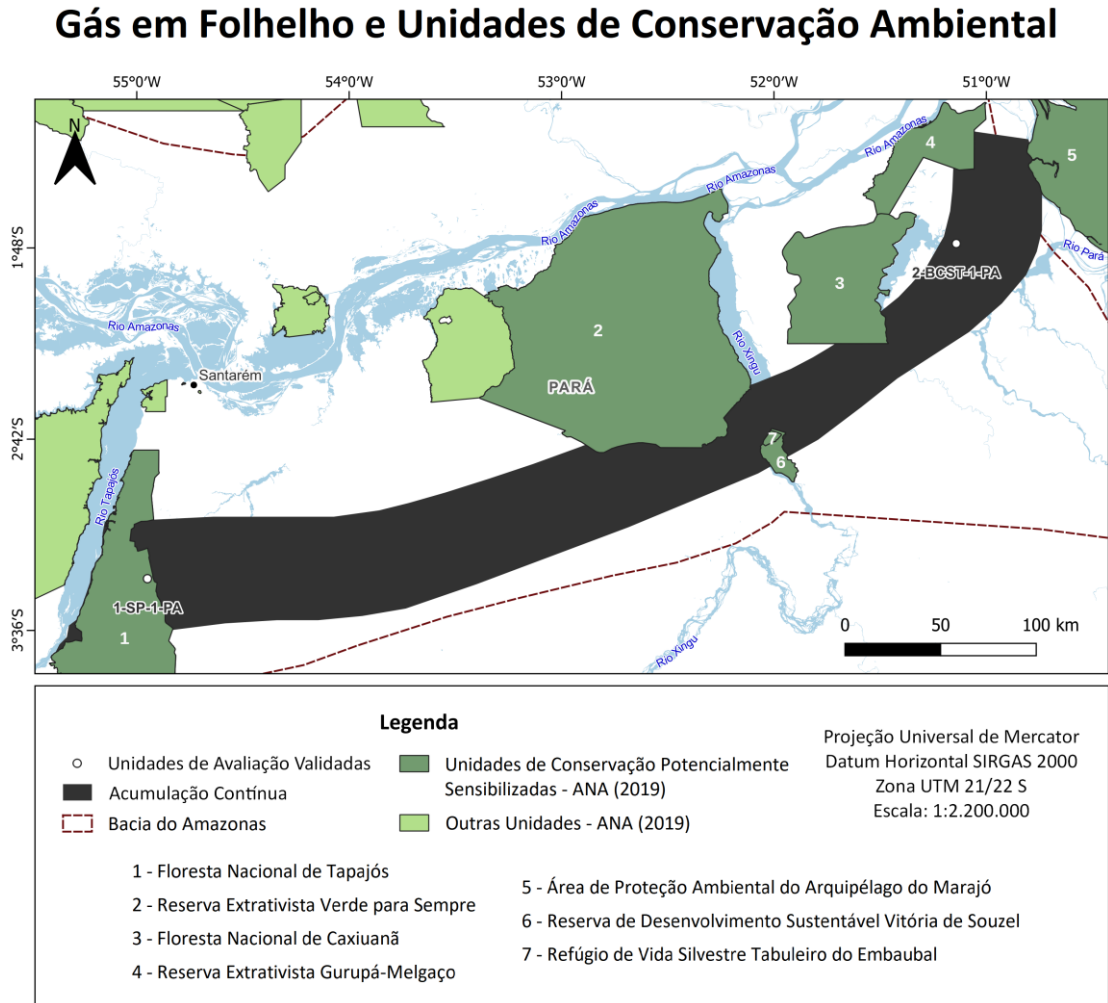


Fig. 73: localização e áreas de interseção das unidades de conservação ambiental com a distribuição geográfica da acumulação contínua da Formação Barreirinha.

Ainda nesse contexto, enumeram-se os demais desafios socioambientais inerentes aos projetos de petróleo e gás na Amazônia, tais quais: a) a abertura de clareiras para a instalação de infraestruturas em zonas de alta densidade florestal (LEYEN, 2008); b) a remoção de partes da vegetação nativa para construção de rodovias (AB'SABER, 2005); c) a execução de atividades em territórios indígenas e de comunidades tradicionais (FINER et al., 2015); e d) as barreiras políticas, tecnológicas e de competitividade de mercado do gás natural na região (COSTA; MUSARRA, 2018). Devem ser destacados, também, os movimentos sociais contrários às atividades petrolíferas na Amazônia Ocidental⁴¹ (ZUCKERMAN; KOENIG, 2016), os quais tendem a influenciar em decisões para a porção Oriental.

Externamente, o aproveitamento do GF na Amazônia tende a enfrentar dificuldades quanto a subjetividade dos aspectos normativos dos recursos não convencionais no Brasil, dado

⁴¹ Porção do bioma que recobre regiões da Bolívia, Colômbia, Equador, Peru e do extremo Oeste do Brasil (FINER et al., 2015).

o baixo grau de desenvolvimento de seu arcabouço regulatório, se comparado ao de outros países (MARINHO, 2018; SANTOS; COSTA; BRITO, 2021). Concomitantemente, os reflexos a longo prazo da pandemia de COVID-19 no mercado internacional de GNNC podem impactar em novos projetos exploratórios no país, dadas as incertezas nas projeções econômicas e políticas (ALBISHAUSEN, 2020). Como a pandemia modificou os mercados de energia para uma adoção mais acelerada de fontes não-fósseis (BEZEMER, 2021), essa conjuntura tende a afetar, também, os recursos contínuos amazônicos em escala local.

Adicionalmente, observa-se a resistência da opinião pública e acadêmica, tendo em vista os impactos sociais e territoriais dos processos exploratórios (DELGADO, 2019). Há, ainda, as diferentes percepções quanto ao futuro do gás em folhelho dentro do paradigma ESG (*Environmental, Social & Corporate Governance*), partindo da crescente proteção de ativos e patrimônios socioambientais frente às atividades econômicas de riscos potenciais para o Brasil (DELGADO; SANTOS, 2021). Vale destacar, enfim, os desafios relacionados às perspectivas de aproveitamento de recursos convencionais *versus* não convencionais da Formação Barreirinha, cujo panorama carece de argumentações mais fundamentadas.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A função desta Dissertação, relacionada aos seus objetivos, foi a de agregar visibilidade ao potencial da Amazônia para os recursos de petróleo e gás, indo além das descobertas realizadas até o momento. Daí o direcionamento para a avaliação de novos recursos, de modo a atribuí-los ordens de grandeza, e para a análise de suas perspectivas em campos pouco explorados. No decorrer desta pesquisa, observou-se que os recursos não convencionais amazônicos necessitam de maior atenção acadêmica e institucional; não apenas por seus aspectos ambientais, mas, também, pelo seu possível aproveitamento para o desenvolvimento da região, historicamente sensibilizada por políticas exploratórias e endocolonialistas.

Nesse sentido, a avaliação de recursos realizada torna-se de fundamental importância para a abertura de fronteiras economicamente atrativas, vistas as magnitudes dos volumes obtidos em potenciais alvos exploratórios fundamentados nas bases científicas disponíveis. Em vista de tal argumentação, as estimativas ocuparam a maior proporção deste trabalho, bem como pelo emprego de dados inéditos da Formação Barreirinha, os quais permitiram avaliações mais localizadas em relação a estudos anteriores, dadas as devidas adaptações e restrições. Ainda assim, vale destacar que o método proposto apresenta imprecisões em função do uso de analogias e da baixa disponibilidade de dados – tanto para a unidade modelo quanto para o reservatório-alvo – fazendo-se necessários estudos futuros para a melhoria de acurácia.

Como reflexo técnico desse contexto, foi desconsiderada a utilização de índices de reflectância de vitrinita como parâmetros para as analogias geológicas, dada sua indisponibilidade para as unidades de avaliação – o que limitou, em certo grau, o escopo das discussões. Paralelamente, não se viabilizou uma modelagem geológica do reservatório contínuo local, para avaliações mais precisas e controle probabilístico de erros, pela baixa densidade de poços disponíveis na extensão da acumulação contínua, pois a aplicação de um número reduzido de poços tornaria as estimativas ainda mais sujeitas a erros. Nesse caso, somente os poços 1-SP-1-PA, 2-XUST-1-PA e 2-BCST-1-PA atingiram o reservatório-alvo.

Quanto aos resultados, o poço 1-SP-1-PA apresentou o maior nível de analogias em relação ao campo *Newark East*. Todavia, a unidade 2-BCST-1-PA concentrou os maiores volumes estimados de recursos, garantindo-lhe potenciais perspectivas exploratórias. Além disso, no estudo de caso, essa unidade apresentou oportunidades relacionadas: a) a sua proximidade a possíveis mercados consumidores; b) a melhoria da qualidade de vida em suas adjacências; e c) a ausência de unidades de proteção ambiental. Porém, como ponto negativo, a separação entre as formações Alter-do-Chão e Barreirinha nessa UA é de apenas 168 m,

sensibilizando-a quanto a possíveis contaminações do SAGA – risco, esse, minimizado para a unidade 1-SP-1-PA, visto sua separação superior ao limiar de segurança de 600 m.

Vale destacar, ainda, a observação da tendência de uma evolução termal da matéria orgânica na acumulação contínua da Formação Barreirinha superior à descrita para a unidade modelo, relacionada às rochas encaixantes do magmatismo Penatecaua, como indicado em estudos geológicos anteriores. Por ora, os parâmetros dos poços utilizados nessa observação não detiveram aprofundamento de intercorrelação, visando uma maior descrição do arcabouço geoquímico orgânico da acumulação contínua para petróleo e gás. Isso se deu em função da ênfase do método proposto – na realização de analogias em relação a unidade modelo. Tal aprofundamento pode ser realizado, futuramente, a partir das tabelas dos anexos.

Em relação a avaliações de recursos anteriores, esta Dissertação se baseou na definição da acumulação contínua na Bacia do Amazonas a partir de um arcabouço teórico integrado entre si, sendo corroborada, também, pelas analogias geológicas frente a Formação *Barnett*. Em contraposição, as estimativas de Schenk et al. (2017) consideraram uma área que excede as delimitações impostas pela influência das intrusões e pelos índices de reflectância de vitrinita indicativos de zona de gás. Destaca-se, ainda, que essa área se encontra disposta, em sua maior parte, ao longo de unidades de conservação ambiental, ao passo que a acumulação contínua desta pesquisa possui menores extensões territoriais com interseções nessas unidades.

Para o estudo de caso exploratório, ressalta-se seu aspecto introdutório e de atribuição de magnitude às perspectivas para o gás em folhelho na Amazônia. O método de generalização analítica por explanação propiciou discussões de caracteres sugestivos e abrangentes, fornecendo precedentes para futuras avaliações de viabilidade mais detalhadas. Sua validade interna foi obtida pela elaboração de uma cadeia de evidências conectando as oportunidades e desafios aos seus respectivos eixos de análise. Por outro lado, sua validade externa se embasou na observação de perspectivas semelhantes em outras áreas potenciais para o recurso, no Brasil e no mundo, de acordo com a revisão das literaturas-base de oportunidades e desafios.

Nesse contexto, o protocolo de estudo elaborado pode ser replicado para a análise de outras bacias brasileiras, considerando o arcabouço documental da área em questão e sua relação com aspectos gerais dos recursos não convencionais. Vale ressaltar que os resultados deste método, por apresentarem um viés especulativo, tendem a estimular interpretações distintas de acordo com os diferentes modos de observação. Parte disso sua importância e diferenciação, ao proporcionar argumentos para novos debates – fundamentais para o amadurecimento do entendimento quanto às oportunidades e desafios do gás em folhelho na Amazônia, desde que sejam desconsideradas as platitudes.

As oportunidades destacadas tendem a beneficiar diretamente o Norte do país, sobretudo o estado do Pará, o que reforça a necessidade de aprendizado com os ciclos exploratórios anteriores para a superação e não repetição de seus aspectos negativos. Ao considerar isso, abrem-se perspectivas de impulsionamento econômico e industrial para a região a partir do gás natural, bem como quanto ao fortalecimento de sua segurança energética e de eletrificação de zonas não interligadas ao SIN. Tais perspectivas se fundamentam, sobretudo, em incentivos institucionais aos recursos petrolíferos na Amazônia, no aproveitamento de acumulações de nova fronteira no interior do país e no desenvolvimento de novos projetos termelétricos.

Especificamente para esse último, observa-se, também, a possibilidade de conversão das atuais termelétricas a diesel na Amazônia para a utilização de gás natural. As UTE próximas a acumulação contínua poderiam ser atendidas pelo gás em folhelho recuperado da Formação Barreirinha, resultando em menores emissões (em relação ao diesel) durante a produção de eletricidade – a qual poderia se valer da tecnologia GTW para o direcionamento e redução de custos. Paralelamente, aproveitando-se da infraestrutura de poços existentes, o CO₂ coletado dessas usinas seria reinjetado no próprio reservatório contínuo depletado, considerando o CCUS⁴². Isso resultaria em um modelo exploratório local economicamente atrativo, em uma conjuntura de descarbonização e de segurança energética para a Amazônia.

Por outro lado, não devem ser negligenciados os desafios inerentes a essa série de oportunidades, sobretudo aos relacionados ao fraturamento induzido e seus desdobramentos socioambientais. Nesse sentido, o desenvolvimento de caracterizações do reservatório contínuo da Formação Barreirinha surge como pilar para a elaboração de salvaguardas adequadas ao contexto geológico regional, podendo ser potencializadas pelo uso de monitoramentos microsísmicos. Em compasso, a substituição do propante pelo CO₂ supercrítico reduziria drasticamente a demanda de água na Bacia do Amazonas, considerada a maior dentre as estimativas para os três maiores *plays* para GF no Brasil⁴³. Isso proporcionaria, ambientalmente, uma alternativa viável frente a sensibilização dos recursos hídricos locais.

Mesmo com a enumeração de vias de mitigação, como a substituição do propante por CO₂ ou a associação exploratória ao CCUS, os desafios ambientais tendem a ser os principais argumentos de contrariedade. Nisso, destacam-se suas relações com as barreiras referentes a normatizações no Brasil nos últimos anos, somando-se ao estágio inicial de desenvolvimento das mesmas como ponto de atenção. Outros entraves podem ser analisados a partir da incerteza

⁴² Vale indicar, também, o possível emprego do armazenamento geológico de CO₂ para a coleta de emissões de outras fontes estacionárias da região, como indústrias do setor mineral, siderurgias, refinarias e hidrelétricas.

⁴³ Indicados por Aba, Parente e Santos (2022) como os das bacias do Amazonas, Paraná e Solimões

das conjunturas econômicas futuras, bem como pela competitividade frente aos recursos convencionais locais – o que pode dificultar a viabilidade do gás não convencional da Formação Barreirinha, mas não exclui a importância de seu estudo e visibilidade.

Em suma, o gás natural não convencional surge como oportunidade de mudança de paradigma para a Amazônia, para que seus recursos energéticos sejam aplicados em prol de seu desenvolvimento sustentável – aliando o fortalecimento socioeconômico ao resguardo de seus ecossistemas, seja por novas tecnologias ou dispositivos regulatórios. A produção científica também possui papel relevante nesse contexto, investigando novos horizontes e divulgando-os da maneira mais adequada. Havendo a integração entre os diferentes entes desta cadeia, abre-se a possibilidade para a introdução deste novo recurso na matriz energética amazônica.

REFERÊNCIAS

- AB'SABER, A. N. **Amazônia: do discurso a práxis**. 1 ed. São Paulo: EDUSP, 1996.
- _____. Aziz Ab'Saber: problemas da Amazônia brasileira. [Entrevista a Elin Lutke e Diana Salles]. **Estudos Avançados**, v. 19, n. 53, p. 7-35, 2005.
- ABA, M. M.; PARENTE, V.; SANTOS, E. M. Estimation of water demand of the three major Brazilian shale-gas basins: Implications for water availability. **Energy Policy**, v. 168, p. 113170, 2022.
- ABREU, F. A. M.; CAVALCANTE, I. N.; MATTA, M. A. S. O Sistema Aquífero Grande Amazônia – SAGA: um imenso potencial de água subterrânea no Brasil. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE MEIO AMBIENTE SUBTERRÂNEO, 3., 2013, São Paulo. **Anais do Evento**. São Paulo: Associação Brasileira de Águas Subterrâneas, 2013. p. 1-4.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021**. Rio de Janeiro, 2021a.
- _____. **Blocos Exploratórios – Setor SAM-L – Bacia do Amazonas**. Rio de Janeiro: ANP/SDT, 2021b. 1 mapa, color. Datum: SIRGAS 2000. Escala: 1: 2.800.000.
- _____. **Blocos Exploratórios – Setor SAM-O – Bacia do Amazonas**. Rio de Janeiro: ANP/SDT, 2021c. 1 mapa, color. Datum: SIRGAS 2000. Escala: 1: 2.000.000.
- _____. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro: ANP/SDP, 2022a. Número 142.
- _____. Oferta Permanente de Concessão (OPC): ANP aprova inclusão de 218 blocos na Margem Equatorial. **MME/ANP**, Distrito Federal, 25 ago. 2022b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/oferta-permanente-concessao-opc-anp-aprova-inclusao-de-218-blocos-na-margem-equatorial. Acesso em: 28 ago. 2022.
- AGGIO, C. et al. **Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de Petróleo y Gas No Convencionales en la Argentina**. Buenos Aires: CIECTI, 2017. Documento de Trabalho nº 10.
- AGUIAR, L. F. et al. Identification and analysis of bottom simulating reflectors in the Foz do Amazonas Basin, Northern Brazil. **Brazilian Journal of Geology**, v. 51, 2021.
- AHMED, U.; MEEHAN, D. N. (Ed.). **Unconventional oil and gas resources: exploitation and development**. New York: CRC Press/Baker Hughes, 2016.
- ALBISHAUSEN, N. **The Impact of the COVID-19 Pandemic on the U.S. Shale Industry: An (Expert) Review**. 2020. 64 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Política Energética e Clima) – Johns Hopkins University, Baltimore, Maryland, 2020.

ALEXANDER, J. A discussion on the use of analogues for reservoir geology. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 69, n. 1, p. 175-194, 1993.

ALMEIDA, R. Estudo de Caso: foco temático e diversidade metodológica. **BLOCO**, p. 60-72, 2016.

AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS (AAPG). Unconventional energy resources: 2017 review. **Natural Resources Research**, v. 28, n. 4, p. 1661-1751, 2019.

AMINZADEH, F.; DASGUPTA, S. N. **Geophysics for petroleum engineers**. Amsterdam/Oxford: Elsevier, 2013.

ANDREI, M.; SAMMARCO, G. Gas to Wire with Carbon Capture & Storage: A Sustainable Way for On-Site Power Generation by Produced Gas. In: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE, 2017, Abu Dhabi. **Resumes**. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2017. p. 1-17.

AUWARTER, B. H. **Avaliação do potencial da Formação Ponta Grossa como reservatório não convencional de gás**. 2016. 41 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

AZEVEDO JUNIOR, P. C. **Rede Logística de Gás Natural para o Abastecimento de Embarcações na Amazônia Brasileira**. 2017. 98 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2017.

AZUBUIKE, S. I. et al. Identifying policy and legal issues for shale gas development in Algeria: A SWOT analysis. **The Extractive Industries and Society**, v. 5, n. 4, p. 469-480, 2018.

BADARÓ, K. L. **Estudo do Caso do Shale Gas: Uma Possibilidade Energética no Brasil Contemporâneo**. 2019. 144 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

BARROS FILHO; A. K.; CARMONA, R. G.; ZALÁN; P. V. **Um Novo “Pré-Sal” no Arco Norte do Território Brasileiro?** 2021. 14 f. Nota técnica sobre a Margem Equatorial Brasileira.

BASTO, J. M. P. **Problemática do Shale Gas: da Estimação de Reservas aos métodos de Desenvolvimento e Produção**. 2014. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas) – Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2014.

BELLANI, J. et al. Shale gas: a step toward sustainable energy future. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 11, p. 2127-2141, 2021.

BEZEMER, D. J. Seize the day: opportunities and costs in the COVID-19 crisis. **Global Sustainability**, v. 4, p. e10, 2021.

BHUSHAN, V.; HOPKINSON, S. C. A novel approach to identify reservoir analogues. In: **European Petroleum Conference**. OnePetro, 2002.

BÍBLIA. Gênesis. Português. **Tradução do Novo Mundo da Bíblia Sagrada**. Edição de 2022. Cesário Lange (SP): Associação Torre de Vigia de Bíblias e Tratados, 2015.

BONFIM, M. S. **Considerações sobre a Utilização do Gás Natural na Geração de Energia Elétrica em Municípios da Região Amazônia**. 2008. 115 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

BOYER, C.; KIESCHNICK, J.; LEWIS, R. E. Producing gas from its source. **Oilfield review**, v. 18, n. 3, p. 36-49, 2006.

BRASIL. Resolução ANP nº 21, de 14 de abril de 2014. Estabelece os requisitos essenciais e os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 11 abr. 2014. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-21-2014?origin=instituicao>. Acesso em: 28 jul. 2021.

_____. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. **República Federativa do Brasil**: Brasília, DF, 10 f., 24 set. 2015.

_____. **Projeto de Lei nº 1.935, de 13 de março de 2019**. Acrescenta inciso III, no art. 37 do Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967, para proibir a outorga de concessão de lavra para exploração de gás mediante processo de fraturação hidráulica ou fracking. Brasília, DF, 6 mar. 2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2196375>. Acesso em: 10 fev. 2020.

_____. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras); altera as Leis nos 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 13.182, de 3 de novembro de 2015, 13.203, de 8 de dezembro de 2015, 14.118, de 13 de janeiro de 2021, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 9.074, de 7 de julho de 1995; e revoga dispositivos da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 13 jul. 2021a. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.182-de-12-de-julho-de-2021-331549377>. Acesso em: 04 ago. 2021.

_____. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 9 abr. 2021b. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.134-de-8-de-abril-de-2021-312904769>. Acesso em: 28 ago. 2021.

BRITISH GEOLOGICAL SURVEY (BGS). How is shale gas extracted? – Hydraulic Fracturing. **BGS**, Londres, 8 jul. 2020. Disponível em: <https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/shale-gas/shale-gas-extraction/>. Acesso em: 5 mai. 2023.

BRITISH PETROLEUM (BP). **Energy Outlook – 2022 Edition**. London: British Petroleum, 2022.

BRUNER, K. R.; SMOSNA, R. **A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin**. Washington (DC): U. S. Department of Energy, 2011. DOE/NETL-2011/1478.

CACHOLA, C. S. et al. Assessment of the Possibilities and Challenges of Shale Gas in the Global Energy Transition. **Research, Society and Development**, v. 11, n. 3, p. e3211326282-e3211326282, 2022.

CALDERÓN, S. M. **Geoquímica Orgânica da Formação Barreirinha, Devoniano Superior da Bacia do Amazonas, Município de Rurópolis, PA: Implicações Paleoambientais e Avaliação do Potencial Gerador de Hidrocarbonetos**. 2017. 90 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geoquímica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

CAMPELO, P. C. **Perspectiva de Produção de Gás de Folhelho na Bacia do Amazonas e Impacto Ambiental por meio de Análise de Ciclo de Vida (ACV)**. 2017. 84 f. Trabalho De Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia do Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

CANBAZ, C. H. et al. An overview of reserves and resources evaluation in unconventional. In: **SPE annual Caspian technical conference**. OnePetro, 2020.

CANÇADO, L. L. **Reservoir to Wire: Desafios para Replicar o Modelo**. Rio de Janeiro: ENEVA S. A., 2017. Apresentação em formato eletrônico.

CAPUTO, M. V. **Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of northern basins of Brazil**. 1984. 603 f. Dissertação (Obtenção do Grau de Philosophiæ Doctor em Geologia) – University of California, Santa Barbara, 1984.

_____. Shale Gas in the Amazon Basin. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 45., 2010, Belém. **Anais do 45º Congresso Brasileiro de Geologia**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 2010. p. 343.

_____. Discussão sobre a Formação Alter do Chão e o Alto de Monte Alegre. **Contribuição à Geologia da Amazônia, Manaus, SBG/Núcleo Norte**, v. 7, p. 7-23, 2011.

_____. **Bacia do Amazonas: Estratigrafia, Tectônica e Magmatismo**. In: Avaliação do Aquíferos das Bacias Sedimentares da Província Hidrogeológica Amazonas no Brasil e Cidades Pilotos. Brasília: ANA/SIP, 2015.

CARDOSO, G. L.; FURTADO, G. R.; LUCZYNSKI, E. Moratória Ambiental sobre a exploração de gás em folhelho no Brasil: pontos positivos e negativos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 49., 2018, Rio de Janeiro. **Anais do 49º Congresso Brasileiro de Geologia**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 2018. p. 625.

CARDOSO, G. L.; LUCZYNSKI, E. Sísmica de refração para o monitoramento da exploração de gás natural na Bacia do Amazonas via fraturamento hidráulico. In: SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 7., 2018, Belém. **Anais do Evento**. Belém: Universidade do Estado do Pará, 2018. p. 96.

CARDOSO, G. L. **Discussão sobre a Viabilidade de Exploração de Gás em Folhelho na Bacia do Amazonas**. 2019. 168 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

CARDOSO, G. L.; LUCZYNSKI, E. Shale gas from Amazonas Basin: a new energy source for mining industry instead of hydroelectric power. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 16., 2019, Rio de Janeiro. **Proceedings of the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & Expogef**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2019. 4 f.

CARDOSO, G. L.; TASSINARI, C. C. G. Perspectivas para a geração termelétrica a gás natural na Amazônia. In: SEMINÁRIO INTERDISCIPLINAR DE ENERGIA, 1., 2021, São Paulo. **Anais do I Seminário Interdisciplinar de Energia**. São Paulo: Instituto de Energia e Ambiente/Universidade de São Paulo, 2021. p. 91-96.

_____. O Potencial para Gás em Folhelho (*Shale Gas*) na Bacia do Amazonas: Oportunidades e Desafios. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 11., 2022, Belém. **Anais do 11º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás**. Natal: ABGP, 2022. 9 f.

CARTAXO, E. F. et al. O gás natural e a perspectiva de mercado no estado. **Revista Brasileira de Energia**, v. 12, n. 1.

CARVALHO, P. F. Reconhecimentos geológicos e sondagens na Bacia do Amazonas. **Rio de Janeiro, Serviço Geológico e Mineralógico/Divisão de Geologia e Mineralogia, Boletim**, v. 15, p. 1-28, 1926.

CASTRO, B. M. *et al.* A Amazônia Azul: recursos e preservação. **Revista USP**, n. 113, p. 7-26, 2017.

CHARPENTIER, R. R.; COOK, T. A. **Applying probabilistic well-performance parameters to assessments of shale-gas resources**. US Geological Survey, 2010.

_____. USGS methodology for assessing continuous petroleum resources. **US Geological Survey Open File Report**, n. 2011-1167, p. 75, 2011.

_____. Improved USGS methodology for assessing continuous petroleum resources. **US Geological Survey Data Series**, v. 547, n. 2, p. 22, 2012.

CIOCCARI, G. M.; MIZUSAKI, A. M. P. Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras – uma revisão. **Geociências**, v. 38, n. 2, p. 367-390, 2019.

CLARKE, H. et al. Felt seismicity associated with shale gas hydraulic fracturing: The first documented example in Europe. **Geophysical Research Letters**, v. 41, n. 23, p. 8308-8314, 2014.

COLEMAN, J. L. et al. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province, 2011. **US Geological Survey Fact Sheet**, v. 3092, n. 2, 2011.

CONCEIÇÃO, M. S. **Análise da Evolução Termomecânica da Bacia do Amazonas**. 2014. 125 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **Hidrogênio Sustentável – Perspectivas e Potencial para a Indústria Brasileira**. Brasília: CNI, 2022.

COSTA, J. D. S. **Gás Não Convencional no Brasil: Dificuldades e Oportunidades**. 2017. 46 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

COSTA, H. K. M.; MUSARRA, R. M. L. M. Sustainable development and governance: natural gas consumption in the Amazon. **IOSR Journal of Humanities and Social Science**, v. 23, n. 9, p. 72-81, 2018.

COSTA, H. H. L. M.; ESTEVES, H. B. B. Oferta Permanente: Um Novo Mecanismo de Atração de Investimentos para o *Upstream* Brasileiro. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2020, Rio de Janeiro. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020 Proceedings**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2020. p. 1-12.

COUTINHO, T. et al. **Shale Gas Study – Final Report**. Warwickshire (UK): Amec Foster Wheeler Environment & Infrastructure UK Limited, 2015. Doc Ref. 35779rr.

CROVELLI, R. A.; CHARPENTIER, R. R. **Analytic Resource Assessment Method for Continuous (unconventional) Oil and Gas Accumulations: The "ACCESS" Method**. US Department of the Interior, US Geological Survey, 2012.

CRUZ, C. A.; RIBEIRO, H. J. P. S.; SILVA, E. B. Exploratory plays of the Foz do Amazonas Basin, NW portion, in deep and ultra-deep waters, Brazilian Equatorial Margin. **Journal of South American Earth Sciences**, v. 111, p. 103475, 2021.

CUNHA, P. R. C. **Análise Estratigráfica dos Sedimentos Eo/Mesodevonianos da Porção Ocidental da Bacia do Amazonas sob a Ótica da Estratigrafia de Sequências no Interior Cratônico**. 2000. 263 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Geociências) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000.

CUNHA, P. R. C.; MELO, J. H. G.; SILVA, O. B. Bacia do Amazonas. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, p. 227-251, 2007.

DAI, J. et al. Several essential geological and geochemical issues regarding shale gas research in China. **Journal of Natural Gas Geoscience**, v. 5, n. 4, p. 169-184, 2020.

DAVIES, R. J. et al. Hydraulic fractures: How far can they go?. **Marine and petroleum geology**, v. 37, n. 1, p. 1-6, 2012.

DE LA VEGA NAVARRO, A.; RAMÍREZ VILLEGAS, J. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México: Recursos, explotación, usos, impactos. **Economía UNAM**, v. 12, n. 34, p. 79-105, 2015.

DELGADO, F. Projeto Poço Transparente: Testes para Reservatórios de Baixa Permeabilidade – Gerando Conhecimento Via Avaliação Ambiental Prévia Estratégica. **Caderno Opinião - FGV Energia**, Rio de Janeiro, 14 f., out. 2018.

DELGADO, F (coord.). **O shale gas à espreita no Brasil: desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade**. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2019.

DELGADO, F.; LIMA, L. M. (coord.). **Doing Business with the Brazilian Onshore Environment**. Rio de Janeiro: MME/FGV Energia, 2020.

DELGADO, F.; SANTOS, E. M. (coord.). **O desenvolvimento da exploração de recursos não convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional**. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2021.

DERBY, O. A. Contribuições para a geologia da região do Baixo Amazonas. **Archivos do Museu Nacional (Rio de Janeiro)**, v. 2, p. 77-107, 1878.

DI LASCIO, M. A.; BARRETO E. J. F. **Energia e Desenvolvimento Sustentável para a Amazônia Rural Brasileira: Eletrificação de Comunidades Isoladas**. Brasília: Kaco Gráfica e Editora Ltda, 2009.

DICKSON, D.; HARDIN, K.; MITTAL, A. **The Great Compression: Implications of COVID-19 for the U.S. Shale Industry**. Deloitte Research Center for Energy & Industrials, 2020. 16 f. Nota técnica sobre os impactos econômicos da Pandemia de COVID-19.

DIGNART, A.; VIEIRA, J. R. **Décima Rodada de Licitações: Bacia do Amazonas**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)/Superintendência de Definição de Blocos, 2008. Apresentação em formato eletrônico.

DINIZ, E. S. **Entre os Custos Regulatórios e os Incentivos Governamentais: Perspectivas para a Exploração e Produção de Shale Gas em campos Onshore**. 2021. 106 f. Dissertação (Mestrado – Direito da Regulação) – Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2021.

DONG, Z. et al. Global unconventional gas resource assessment. **SPE Economics & Management**, v. 4, n. 04, p. 222-234, 2012.

_____. Probabilistic assessment of world recoverable shale-gas resources. **SPE Economics & Management**, v. 7, n. 02, p. 72-82, 2015.

DONG, D. et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China. **Natural Gas Industry B**, v. 3, n. 1, p. 12-26, 2016.

ECONOMIC AND SOCIAL COUNCIL (ESC); UNITED NATIONS (UN). **Progress towards the Sustainable Development Goals**. New York: ESC/UN, 2020. 19 f. Report of the Secretary-General n. E/2020/57.

EIRAS, J. F. **Roteiro geológico do vale do rio Tapajós, borda Sul da Bacia do Amazonas, município de Itaituba**. Pará, Belém: HRT Oil & Gas. 2011. Relatório técnico interno.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Abordagem Socioambiental da Expansão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2014. 45 p. Nota Técnica DEA 29/14 – Série Plano Decenal de Energia.

_____. **Hidratos de Metano – Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2016.

_____. **Informe: terminais de regaseificação de GNL nos portos brasileiros**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2018.

_____. **Zoneamento Nacional de Óleo e Gás**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2019a.

_____. **Plano Indicativo de Infraestrutura de Transporte - PIG 2020**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2019b.

_____. **A Indústria de Gás Natural na Argentina – Panorama, Perspectivas e Oportunidades para o Brasil**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2020a. 52 p. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/04/2020.

_____. **Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2020b. 46 p. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020.rev1.

_____. **Zoneamento Nacional de Óleo e Gás**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2021a.

_____. **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2025 – Ciclo 2020**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2021b. 58p. Nota técnica EPE-DEE-DEA-NT-001/2021-r0.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States**. Washington (DC): U. S. Department of Energy, 2013.

_____. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil**. Washington (DC): U. S. Department of Energy, 2015.

_____. **Lower 48 States Shale Plays**. Energy Information Administration based on data from various published studies, 2016. 1 mapa, color. Disponível em: https://www.eia.gov/maps/images/shale_gas_lower48.pdf. Acesso em: 28 nov. 2022.

_____. **Annual Energy Outlook 2022 – With Projection To 2050**. Washington (DC): U. S. Department of Energy, 2022.

ENEVA S. A. Corporate Presentation. Rio de Janeiro: ENEVA S. A., 2020. Apresentação em formato eletrônico.

_____. **Auditoria dos Recursos Contingentes de Certos Blocos nas Bacias do Solimões e Amazonas, Brasil, em 31 de dezembro de 2021**. Rio de Janeiro: ENEVA/Gaffney Cline, 2022a.

_____. **Relatório Executivo de Auditoria das Reservas de Gás Natural do Campo de Azulão, Localizado na Bacia do Amazonas, Brasil, em 31 de dezembro de 2021.** Rio de Janeiro: ENEVA/Gaffney Cline, 2022b.

ENGLISH, J. M.; ENGLISH, K. L. An overview of carbon capture and storage and its potential role in the energy transition. **First Break**, v. 40, n. 4, p. 35-40, 2022.

ESPITALIÉ, J. et al. Source rock characterization method for petroleum exploration. In: **Offshore Technology Conference**. OnePetro, 1977.

FANG, C.; CHEN, W.; AMRO, M. Simulation study of hydraulic fracturing using super critical CO₂ in shale. In: **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**. OnePetro, 2014.

FARFOUR, M. et al. A review about recent seismic techniques in shale-gas exploration. **Methods and Applications in Petroleum and Mineral Exploration and Engineering Geology**, p. 65-80, 2021.

FEARNSIDE, P. M. Impactos das hidrelétricas na Amazônia e a tomada de decisão. **Novos Cadernos NAEA**, v. 22, n. 3, 2019.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN) et al. **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil – 2018.** Rio de Janeiro: FIRJAN, 2018. Publicações Sistema FIRJAN – Pesquisas e Estudos Socioeconômicos.

FEIO, E. S. **O Uso de Gás Natural como Insumo à Produção de Alumínio/Alumina na Indústria Paraense.** 2010. 29 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2010.

FINER, M. et al. Oil and gas projects in the western Amazon: threats to wilderness, biodiversity, and indigenous peoples. **PloS one**, v. 3, n. 8, p. e2932, 2008.

_____. Future of oil and gas development in the western Amazon. **Environmental Research Letters**, v. 10, n. 2, p. 024003, 2015.

FU, Q. et al. Log-derived thickness and porosity of the Barnett Shale, Fort Worth basin, Texas: Implications for assessment of gas shale resources. **AAPG Bulletin**, v. 99, n. 1, p. 119-141, 2015.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). **Informe: Óleo, Gás e Biocombustíveis – junho/2022.** Rio de Janeiro: FGV Energia, 2022.

GARGUR, C. T. V. et al. Risk Analysis and Identification of Environmental Impacts Associated with Hydraulic Fracturing in Shale Gas Production. **Journal of Bioengineering and Technology Applied to Health**, v. 5, n. 1, p. 71-77, 2022.

GÓES, V. C. M. et al. Potencial gerador e maturidade térmica dos folhelhos da Formação Barreirinha, borda sul da Bacia do Amazonas, Brasil. **Geologia USP. Série Científica**, v. 21, n. 3, p. 3-17, 2021.

_____. Hydrocarbon source potential and paleodepositional environment of the (Devonian) Barreirinha formation on the south edge of the Amazonas basin border, Brazil. **Journal of South American Earth Sciences**, v. 115, p. 103722, 2022.

GOLDEMBERG, J.; MOREIRA, J. R. Política energética no Brasil. **Estudos avançados**, v. 19, p. 215-228, 2005.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**. 3 ed. São Paulo: EDUSP, 2012.

GOMES, A. A. Estudo de caso-Planejamento e métodos. **Nuances: estudos sobre Educação**, v. 15, n. 16, 2008.

GOMES, T. A. **Modelagem Geoquímica: Tratamento de Dados de Pirólise Rock-Eval e Carbono Orgânico Total da Formação Barreirinha na Bacia do Amazonas**. 2008. 54 f. Trabalho (Graduação em Geologia) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

GOMÉZ, C. **Shale Gas Development in Latin America**. New York: Americas Society and Council of the Americas, 2014. Energy Issues in the Americas – An Occasional Series.

GONZAGA, F. G.; GONÇALVES, F. T. T.; COUTINHO, L. F. C. Petroleum Geology of the Amazon Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. In: MELO, M. R. and KATZ, B. J. (Ed.). Petroleum Systems of South Atlantic Margins. **AAPG Memoir 73**, p. 159 -178, 2000.

GUERRA, R. M. **A Regulação de Hidrocarbonetos Não-Convencionais no Brasil**. 2014. 91 f. Monografia (Graduação em Direito) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

HARIAL, K.; TANDON, A. K. Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. In: **9th biennial international conference and exposition on petroleum geophysics. Hyderabad**. 2012. p. 1-4.

HAYS, J. et al. Considerations for the development of shale gas in the United Kingdom. **Science of The Total Environment**, v. 512, p. 36-42, 2015.

HICKEY, J. J.; HENK, B. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett shale, mitchell 2 TP Sims well, Wise county, Texas. **AAPG bulletin**, v. 91, n. 4, p. 437-443, 2007.

HILL, R. J. et al. Modeling of gas generation from the Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas. **AAPG Bulletin**, v. 91, n. 4, p. 501-521, 2007.

HOANG, P.; SENA, A.; LASCAUD, B. Applications of quantitative prestack seismic analysis to unconventional resource play characterization in the Permian/Delaware Basin. **The Leading Edge**, v. 38, n. 2, p. 106-115, 2019.

HOLDITCH, S. A. **The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of Oil and Gas Business**. Estados Unidos: Society of Petroleum Engineers/Schlumberger, 2001. Apresentação em formato eletrônico.

HOLDITCH, S. A.; PERRY, K.; LEE, J. Unconventional gas reservoirs: tight gas, coal seams, and shales. **Working Document of the NPC Global Oil and Gas Study**, v. 18, n. 14, 2007.

HONGJUN, W. A. N. G. et al. Assessment of global unconventional oil and gas resources. **Petroleum Exploration and Development**, v. 43, n. 6, p. 925-940, 2016.

HOWELL, J. A.; MARTINIUS, A. W.; GOOD, T. R. The application of outcrop analogues in geological modelling: a review, present status and future outlook. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 387, n. 1, p. 1-25, 2014.

HU, D.; XU, S. Opportunity, challenges and policy choices for China on the development of shale gas. **Energy Policy**, v. 60, p. 21-26, 2013.

INSTITUTO AQUÍFERO ALTER-DO-CHÃO (IAA). Mapa da Área de Atuação – Amazônia. IAA, Santarém, 2023. Disponível em: <http://institutoaquifero.org.br/>. Acesso em: 28 abr. 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE ANÁLISES SOCIAIS E ECONÔMICAS (IBASE). **Fracking no Brasil: Riscos e Ameaças da Exploração do “Gás de Xisto”**. Rio de Janeiro: IBASE, 2015.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Mapa Político do Estado do Pará**. Rio de Janeiro: IBGE/Diretoria de Geociências, 2015. 1 mapa, color. Datum: SIRGAS 2000. Escala: 1: 1.750.000.

_____. Melgaço (PA) – Cidades e Estados. **IBGE**, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/pa/melgaco.html>. Acesso em: 26 abr. 2023.

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (IGC-USP). Folheto – Materiais Didáticos. **Geociências USP**, São Paulo, 2022. Disponível em: <https://didatico.igc.usp.br/rochas/sedimentares/folheto/>. Acesso em: 9 nov. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2021**. Paris: IEA, 2021.

_____. **A 10-Point Plan to Reduce the European Union’s Reliance on Russian Natural Gas**. Paris: IEA, 2022. 16 f. Nota técnica sobre os impactos energéticos do conflito entre Rússia e Ucrânia.

JACOMO, J. C. P. **Os hidrocarbonetos não convencionais: uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte-americana**. 2014. 163 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Planejamento Energético) – COOPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

JARVIE, D. M. et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. **AAPG Bulletin**, v. 91, n. 4, p. 475-499, 2007.

JARZYNA, J. A. et al. Shale gas in Poland. **Advances in Natural Gas Emerging Technologies**, p. 191-210, 2017.

JIA, Y. et al. Surface characteristics and permeability enhancement of shale fractures due to water and supercritical carbon dioxide fracturing. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 165, p. 284-297, 2018.

JUNG, J. R.; COSTA, L. P. Potencial Econômico *versus* Impactos Ambientais na Exploração de Bacia Petrolíferas Brasileiras: Estudo de Caso na Região Amazônica. In: CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 4., 2021, *On-Line*. **Anais do IV CONEPETRO**. Rio de Janeiro: SPE – Brazil Section, 2021. 8 f.

KARGBO, D. M.; WILHELM, R. G.; CAMPBELL, D. J. Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. **Environmental Science & Technology**, v. 44, n. 15, p. 5679-5684, 2010.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **Geofísica de Exploração**. 1 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2002.

KETZER, J. M. et al. Gas seeps and gas hydrates in the Amazon deep-sea fan. **Geo-Marine Letters**, v. 38, p. 429-438, 2018.

KING, G. E. et al. Hydraulic fracturing 101: what every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. In: **SPE hydraulic fracturing technology conference**. Society of Petroleum Engineers, 2012.

KIRSCHBAUM, M. A. et al. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Ordovician Utica Shale of the Appalachian Basin Province, 2012. **US Geological Survey Fact Sheet**, v. 3116, n. 6, 2012.

KLEMME, H. D. Petroleum basins--classifications and characteristics. **Journal of petroleum geology**, v. 3, n. 2, p. 187-207, 1980.

KUN, C. et al. An Automated System for Determining Analog Formations for Unconventional Gas Reservoirs. In: **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**. OnePetro, 2010.

KUN, C. **Evaluation and Prediction of Unconventional Gas Resources in Underexplored Basins Worldwide**. 2012. 193 f. Dissertation (Degree of Doctor of Philosophy – Petroleum Engineering) – Texas A&M University, Texas, 2012.

LANGENFELD, J. K. et al. Response of Integrated CO₂ Capture and Storage Systems in Saline Aquifers and Fractured Shale Formations to Changes in CO₂ Capture Costs. **Energy Procedia**, v. 114, p. 4099-4105, 2017.

LE, M. T. An assessment of the potential for the development of the shale gas industry in countries outside of North America. **Heliyon**, v. 4, n. 2, p. e00516, 2018.

LEE, K. S.; KIM, T. H. **Transport in Shale Reservoirs**. Gulf Professional Publishing, 2019.

LEMOS, G. B. **Análise microfaciológica do potencial petrolífero dos recursos não convencionais (*shale gas*) dos folhelhos da Formação Ponta Grossa (Bacia do Paraná), PR, Brasil.** 2015. 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

LENHARD, L. G. **Perspectivas e Implicações Socioambientais do Fraturamento Hidráulico: Gás de Folhelho como *Commodity* e Fonte Energética na Mesorregião Oeste Paranaense.** 2016. 121 f. Dissertação (Mestrado em Meio Ambiente e Desenvolvimento) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

LENHARD, L. G.; ANDERSEN, S. M.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Energy-environmental implications of shale gas exploration in Paraná hydrological basin, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 56-69, 2018.

LESBAUPIN, F. **The Role of the Oil and Gas Industry in the Energy Transition in Brazil.** 2020. 24 f. Trabalho (MBE Energia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

LEYEN, B. C. **Ecoeficiência na Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Regiões Florestais Tropicais Úmidas: O Caso da Petrobras na Amazônia.** 2008. 202 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Planejamento Energético) – COOPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

LI, L. et al. Microseismic analysis to aid gas reservoir characterization. **Sustainable Geoscience for Natural Gas Subsurface Systems**, p. 219-242, 2022.

LIEW, M. S.; DANYARO, K. U.; ZAWAWI, N. A. W. A. A Comprehensive Guide to Different Fracturing Technologies: A Review. **Energies**, v. 13, n. 13, p. 3326, 2020.

LIMA, J. M. **Avaliação do potencial de produção de reservatórios não convencionais nas bacias do Amazonas e do Paraná.** 2018. 39 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo e Gás) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2018.

LIRA, J. E. M. et al. Detecção de Falhas e Fraturas em Reservatórios de Baixa Permeabilidade Utilizando Atributos Geométricos. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE GEOFÍSICA, 8., 2018, Salinópolis (PA). **Anais do Evento**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, 2018. p. 1-5.

LIU, H. J. et al. Worldwide status of CCUS technologies and their development and challenges in China. **Geofluids**, v. 2017, 2017.

LOUREIRO, E. et al. **Bacia do Amazonas: Sumário Geológico e Setores em Oferta.** Rio de Janeiro: ANP/SAG, 2021.

LUCZYNSKI, E. **O Uso do Carvão Vegetal nos Polos Gaseiros: Implicações Sociais, Ambientais e Econômicas.** 1995. 330 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1995.

_____. **A Oferta de Gás Natural ao Estado do Pará: uma discussão a respeito de alternativas e dos impactos socioeconômicos.** 2013. 33 f. Oficina sobre Insumos Energéticos ao Pará (P&G). Universidade Federal do Pará, Pará, 2013. Nota técnica.

LYU, Q. et al. Experimental investigation on the mechanical properties of a low-clay shale with different adsorption times in sub-/super-critical CO₂. **Energy**, v. 147, p. 1288-1298, 2018.

MABECUA, F. J. **Avaliação do potencial para *shale gas* e *shale oil* dos folhelhos negros da Formação Irati na região de Goiás e Mato Grosso, Centro-Oeste do Brasil.** 2019. 178 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

MACHADO, J. P. O. **Avaliação do potencial para *shale gas* dos poços 1-OGX-77-MA e 1-OGX-110-MA da Formação Pimenteiras, Bacia do Parnaíba.** 2019. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.

MARES, D. R. Shale gas in Latin America: opportunities and challenges. **Inter-American Dialogue, Working Paper.** 19p., 2013.

MARINHO, I. M. L. **O Desenvolvimento de Recursos de Gás de Folhelho no Brasil: Aspectos Econômicos, Regulatórios e Ambientais.** 2018. 82 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.

MARRA, K. R. et al. Assessment of Undiscovered Shale Gas and Shale Oil Resources in the Mississippian Barnett Shale, Bend Arch–Fort Worth Basin Province, North-Central Texas. **US Geological Survey Fact Sheet**, n. 2015-3078, 2p., 2015.

MARRA, K. R. 2015 US Geological Survey assessment of undiscovered shale-gas and shale-oil resources of the Mississippian Barnett Shale, Bend arch–Fort Worth Basin, Texas. **AAPG Bulletin**, v. 102, n. 7, p. 1299-1321, 2018.

MARTINEAU, D. F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir. **AAPG Bulletin**, v. 91, n. 4, p. 399-403, 2007.

MARTINS, R. V. et al. Aspectos Políticos, Econômicos e Ambientais do *Shale Gas* no Brasil. **Humanidades & Inovação**, v. 9, n. 1, p. 376-383, 2022.

MASULINO, N. W. N. **Armazenamento Geológico de Carbono em Reservatórios Não Convencionais na Formação Irati da Bacia do Paraná: Estimativas de Capacidade de Injeção de CO₂ e Custos Associados.** 2020. 105 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

MATOS, F. B. et al. A research on the use of energy resources in the Amazon. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 3196-3206, 2011.

MCGLADE, C.; SPEIRS, J.; SORRELL, Steve. Methods of estimating shale gas resources – Comparison, evaluation and implications. **Energy**, v. 59, p. 116-125, 2013.

MEAKIN, P. et al. Shale gas: Opportunities and challenges. **Environmental Geosciences**, v. 20, n. 4, p. 151-164, 2013.

MELLO, M. R. et al. New deep water frontiers in the South Atlantic Equatorial Margins. In: **OTC Brasil**. OnePetro, 2013.

MENDES, J. C. Notas sobre a bacia sedimentar Amazônica. **Boletim Paulista de Geografia**, n. 26, p. 3-37, 1957.

MENESES, M. D. S. **Aplicação do Método Magnetotelúrico nas Bacias do Solimões e Amazonas**. 2007. 131 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Programa de Pós-Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

MICHELENA, R. J.; GILMAN, J. R.; ZAHM, C. K. Seismic, geologic, geomechanics, and dynamic constraints in flow models of unconventional fractured reservoirs: Example from a south Texas field. **The Leading Edge**, v. 38, n. 2, p. 116-122, 2019.

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

MILKOV, A. V.; FAIZ, M.; ETIOPE, G. Geochemistry of shale gases from around the world: Composition, origins, isotope reversals and rollovers, and implications for the exploration of shale plays. **Organic Geochemistry**, v. 143, p. 103997, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) et al. **Aproveitamento de Hidrocarbonetos Não Convencionais no Brasil**. Brasília: CTMA/PROMINP, 2016.

_____. **Relatório Executivo: Comitê para a Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE 2020**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME)/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) et al. **Poço Transparente – Mais Conhecimento, Mais Gás para o Brasil**. Brasília: MME/ME/EPE/ANP/, 2016.

MIRANDA, F. S. Pimenteiras Shale: Characterization of an atypical unconventional petroleum system, Parnaíba Basin, Brazil. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, 2014, Istanbul. **Proceedings**. Tulsa: AAPG, 2014. p. 22.

MIRANDA, M. F.; COSTA, H. K. M. Princípio da Precaução: O caso dos recursos não convencionais: Precautionary principle: the case of unconventional resources. **Revista de Direito Administrativo e Infraestrutura – RDAI**, v. 5, n. 16, p. 21-55, 2021.

MONTEIRO, M. A. Em busca de carvão vegetal barato: o deslocamento de siderúrgicas para a Amazônia. **Novos Cadernos NAEA**, v. 9, n. 2, p. 55-97, 2006.

MONTEIRO, G. C. **Estudo de gás de folhelho na formação Ponta Grossa, bacia do Paraná**. 2013. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013.

MONTEIRO, N. M. **Discussão sobre hidratos de gás e a possibilidade de ocorrências na Bacia da Foz do Amazonas**. 2019. 38 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

MONTEIRO, N. M.; CARDOSO, G. L.; TASSINARI, C. C. G. O potencial para gás natural não convencional na Amazônia. In: SEMINÁRIO INTERDISCIPLINAR DE ENERGIA, 1., 2021, São Paulo. **Anais do I Seminário Interdisciplinar de Energia**. São Paulo: Instituto de Energia e Ambiente/Universidade de São Paulo, 2021. p. 97-102.

MONTGOMERY, S. L. et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential. **AAPG bulletin**, v. 89, n. 2, p. 155-175, 2005.

MOTA, L. L.; BALEEIRO, D. S.; CORTEZ, B. P. Gas to wire as an alternative to natural gas monetization of the pre-salt province in Brazil. **Offshore Technology Conference Brasil 2019, OTCB 2019**, 2020.

MOULIN, D. S. **Análise do Potencial de Desenvolvimento de Shale Gas no Brasil a partir da Experiência dos EUA nesta Atividade**. 2014. 57 f. Monografia (Bacharelado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MUMTAZ, S. et al. Data-based support for petroleum prospect evaluation. **Earth Science Informatics**, v. 13, p. 1305-1324, 2020.

NAKANO, J. et al. **Prospects for Shale Gas Development in Asia: Examining Potentials and Challenges in China and India**. Washington (DC): Center for Strategic & International Studies (CSIS), 2012.

NETTO, L. A. Análise de impacto socioeconômico da produção de gás natural em terra a partir do estudo de caso de Santo Antônio dos Lopes/MA. **Ensaio Energético**, Rio de Janeiro, 19 set. 2022. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br/analise-de-impacto-socioeconomico-da-producao-de-gas-natural-em-terra-a-partir-do-estudo-de-caso-de-santo-antonio-dos-lopes-ma/>. Acesso em: 22 set. 2022.

NOGUEIRA, R. J. B.; NETO, T. O. A geografia do gás na Amazônia brasileira. **Revista Tempo do Mundo**, n. 27, p. 355-384, 2021.

NORTON ROSE FULBRIGHT (NRF). **Shale Gas Handbook: A Quick-Reference Guide for Companies Involved in the Exploitation of Unconventional Gas Resources**. 2 ed. London: NRF Energy, 2015.

OLD, S. **PRISE: Petroleum Resource Investigation Summary and Evaluation**. 2008. 143 f. Thesis (Degree of Master of Science – Petroleum Engineering) – Texas A&M University, Texas, 2008.

OLIVEIRA, J. K. 21º Presidente do Brasil (1956 – 1961). **Discurso, no Clube Ideal, sobre o Plano de Valorização Econômica da Amazônia**. Manaus, 18 abr. 1956. Retirado de: Discursos Seleccionados do Presidente Juscelino Kubitschek. Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão/Itamaraty, 2010. p. 11-15.

OLIVEIRA, S. S. **Caracterização de Reservatórios Não Convencionais *Shale Gas* na Formação Barreirinhas, Bacia do Amazonas**. 2015. 243 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

OLIVEIRA, N. Urucu completa 30 anos de exploração de petróleo em plena Amazônia. **Agência Brasil - EBC**, Distrito Federal, 10 dez. 2016. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-12/urucu-completa-30-anos-de-exploracao-de-petroleo-em-plena-amazonia#>. Acesso em: 4 nov. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2021 – PEN SISOL 2021**. Rio de Janeiro: ONS, 2020. 71p. Relatório técnico DPL-REL-0250/2020.

ORÍO, R. M. et al. **Estudio de las áreas con potencial de Shale Gas en el principado de Asturias**. Madrid: Ministerio de Economía y Competitividad/Instituto Geológico Y Minero de España, 2014.

PAN, S. et al. Unconventional shale systems: A comparative study of the “in-source sweet spot” developed in the lacustrine Chang 7 Shale and the marine Barnett Shale. **Marine and Petroleum Geology**, v. 100, p. 540-550, 2019.

PATEL, H. J. **Geologic Assessment of Drilling, Completion, and Stimulation Methods in Selected Gas Shale Plays Worldwide**. 2014. 56 f. Undergraduate Research Scholars Thesis (Undergraduate Research Scholars – Civil Engineering) – Texas A&M University, College Station, 2014.

PELLEGRINI, B. S.; RIBEIRO, H. J. P. S. Exploratory plays of Pará-Maranhão and Barreirinhas basins in deep and ultra-deep waters, Brazilian Equatorial Margin. **Brazilian Journal of Geology**, v. 48, p. 485-502, 2018.

PEREZ-VALIENTE, M. L. et al. Identification of reservoir analogues in the presence of uncertainty. In: **SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition**. OnePetro, 2014.

PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM (PRMS). **Petroleum Resources Management System**. v. 1.03. United States: SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG, 2018.

PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. (PETROBRAS). Plano Estratégico 2022 - 2026. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2022. Apresentação em formato eletrônico.

PETRONILHO, C. A. C. **Sistemas Petrolíferos da Bacia do Amazonas e Possibilidade para “*Shale Gas*”**. 2014. 88 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo) – Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2014.

PEYERL, D. **O petróleo no Brasil: exploração, capacitação técnica e ensino de geociências (1864-1968)**. 1 ed. São Paulo: Editora UFABC, 2017.

POLLASTRO, R. M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. **AAPG Bulletin**, v. 91, n. 4, p. 551-578, 2007.

POLLASTRO, R. M. et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett shale, Barnett-paleozoic total petroleum system, Bend arch–Fort Worth basin, Texas. **AAPG Bulletin**, v. 91, n. 4, p. 405-436, 2007.

POPOLO, D. Desenho de Mercado. In: WORKSHOP GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL, Rio de Janeiro: ENEVA S. A., 2020. Apresentação em formato eletrônico.

POPOVA, O. Analogy in the World of Geological Uncertainties, or How Reservoir Analogs May Refine Your Probabilistic Geomodel. In: **SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition**. OnePetro, 2018.

PORTO, J. L. R.; SUPERTI, E.; BENTES, J. L. **Integração do Amapá ao sistema energético nacional: do sistema isolado ao apagão**. Santa Maria (RS): Arco Editores, 2021. *E-book*. (Desenvolvimento Regional: Política, Planejamento e Economia, 1 ed.). ISBN 978-65-00-17045-0. Disponível em: <https://doi.org/10.48209/978-65-00-17045-0>. Acesso em: 28 jun. 2021.

POTTER, C. J. Paleozoic shale gas resources in the Sichuan Basin, China. **AAPG Bulletin**, v. 102, n. 6, p. 987-1009, 2018.

RABBIA, N. S. Shale gas in South America. From the United States Energy Security to the promises of a regional boom. **Revista Neiba, Cadernos Argentina Brasil**, v. 9, n. 1, p. 44899, 2020.

RABELLO, N.; COIMBRA, L. Debate sobre térmicas a gás inflexíveis ganha fôlego após apagão no Amapá. **Agência iNFRA**, Distrito Federal, 10 nov. 2020. Disponível em: <https://www.agenciainfra.com/blog/debate-sobre-termicas-a-gas-inflexiveis-ganha-folego-apos-apagao-no-amapa/>. Acesso em: 20 dez. 2020.

RAILROAD COMMISSION OF TEXAS (RRC). Barnett Shale: information & statistics. **RRC**, Houston. Disponível em: <https://www.rrc.texas.gov/oil-and-gas/major-oil-and-gas-formations/barnett-shale/>. Acesso em: 28 ago. 2021.

REIG, P.; LUO, T.; PROCTOR, J. N. **Global Shale Gas Development – Water Availability and Business Risks**. Washington (D.C.): World Resources Institute, 2014.

RIBEIRO, L. Gás não-convencional: a soberania energética esquecida no interior do Brasil. **Ensaio Energético**, Rio de Janeiro, 6 fev. 2022. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br/gas-nao-convencional-a-soberania-energetica-esquecida-no-interior-do-brasil/>. Acesso em: 6 fev. 2022.

ROCHA, H. V. **Estudo Geológico do Potencial de Exploração e Produção de Gás Natural Não Convencional na Bacia Do Paraná: Avaliação da Viabilidade no Abastecimento da Usina Termoeletrica de Uruguaiana (RS)**. 2016. 148 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

ROCHA, H. V. et al. Perspectivas sobre Armazenamento Geológico de CO₂ Associado a Produção de Gás Natural de Folhelho na Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 49., 2018, Rio de Janeiro. **Anais do 49º Congresso Brasileiro de Geologia**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 2018. p. 676.

ROCHA, H. V. **CO₂ geological storage in organic-rich shales of the Irati Formation, Paraná Basin, Brazil**. 2021. 176 f. Tese de Doutorado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

RODRIGUES, R.; CHAVES, H. A. F.; JONES, C. M. Where May We Find Shale Gas In Brazil?. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Óleo e Gás, 2012. Apresentação em formato eletrônico.

SALGADO, F.; COUTO, F. ENEVA: expansão movida a gás em 2021. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ)**, Rio de Janeiro, 15 dez. 2020. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/>. Acesso em: 03 jun. 2021.

SAN MARTÍN-CAÑAS, S. **Data mining for prospectivity evaluation: The Irati Formation as a reservoir for the co-development of shale gas and CO₂ geological storage in the Paraná Basin – Case study of the State of São Paulo**. 2019. 147 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

SANFELICE, V. T. **Fracking e o Princípio da Precaução**. 2016. 121 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Jurídico-Políticas/Menção em Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente) – Universidade de Coimbra, Coimbra, 2016.

SANGUNITO, S. et al. Quantifying dry supercritical CO₂-induced changes of the Utica Shale. **Fuel**, v. 226, p. 54-64, 2018.

SANTOS, E. M. **Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, 2002.

SANTOS, R. M. **Alternativas de Monetização de Recursos de Gás Natural em Terra: O Caso da Bacia do Paraná**. 2015. 163 f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Planejamento Energético) – COOPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

SANTOS, V. E. S.; ROCHA, H. V.; SANTOS, E. M. Gás de Folhelho: Perspectivas de Exploração no Brasil. In: ELAEE/IAEE LATIN AMERICAN CONFERENCE, 5., 2015, Medellín. **Resumes**. Medellín: International Association for Energy Economics.

SANTOS, V. E. S. **Gás Natural e Carvão na Geração Termelétrica: Reflexões sobre a Competição/Complementação das Fontes na Região Sul do Brasil**. 2017. 95 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

SANTOS, E. M.; PEYERL, D.; NETTO, A. L. A. (Org.). **Oportunidades e desafios do gás natural e do gás natural liquefeito no Brasil**. 1 ed. São Paulo: São Paulo, 2020.

SANTOS, E. M.; COSTA, H. K. M.; BRITO, T. L. F. (Org.). **Gás Não Convencional no Brasil**. 1 ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2021.

SATTER, A.; IQBAL, G. M. **Reservoir Engineering – The Fundamentals, Simulation and Management of Conventional and Unconventional Recoveries**. Waltham/Oxford: Elsevier, 2016.

SAUER, I. L. **O papel do gás natural na matriz energética e o seu impacto no desenvolvimento sustentável na Amazônia**. In: II FÓRUM DE TEMAS DE INTERESSE DA AMAZÔNIA OCIDENTAL, Manaus: Superintendência da Zona Franca de Manaus (SUFRAMA), 2003. Apresentação em formato eletrônico.

_____. O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. **Recursos Minerais no Brasil: Problemas e Desafios**, p. 308-322, 2016.

SAWAKI, M. T. **Intervalo de Confiança para a Apreciação de Reservas de Óleo e Gás**. 2003. 76 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

SCHEIBE, L. F.; HENNING, L. A.; NANNI, A. S. Aspectos territoriais da exploração do gás de folhelho (gás de xisto) por fraturamento hidráulico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS, 18., 2015, Minas Gerais. **Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas**. São Paulo: Associação Brasileira de Águas Subterrâneas, 2015. p. 1-15.

SCHENK, C. J. et al. Assessment of continuous oil and gas resources of Solimões, Amazonas, and Parnaíba Basin Provinces, Brazil, 2016. **US Geological Survey Fact Sheet**, v. 3009, n. 1, 2017.

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

_____. US Geological Survey assessment concepts for continuous petroleum accumulations. **US Geological Survey digital data series DDS-69-D**, p. 1-7, 2005.

SCHON, J. **Basic Well Logging and Formation Evaluation**. Houston: Schlumberger, 2016.

SELLEY, R. C.; SONNENBERG, S. A. **Elements of Petroleum Geology**. 3 ed. London/Colorado: Elsevier, 2014.

SIDLE, R. E.; LEE, W. J. An update on the use of reservoir analogs for the estimation of oil and gas reserves. **SPE Economics & Management**, v. 2, n. 02, p. 80-85, 2010.

SILVA, F. D. **Mapeamento Sísmico de Intrusões Ígneas na Bacia do Amazonas e suas Implicações para um Modelo Não-Convencional de Geração de Hidrocarbonetos**. 2012. 91 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Geologia) – Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

SILVA, M. et al. Geophysical and Geological Data Integration to Delimitation Windows of Oil and Gas Generation in the Amazon Basin. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 48., 2017, Salvador. **Anais do 48º Congresso Brasileiro de Geologia**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 2017. p. 678.

SINGH, K.; HOLDITCH, S. A.; AYERS, W. B. Basin analog investigations answer characterization challenges of unconventional gas potential in frontier basins. In: **International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering**. 2007. p. 875-884.

SODRÉ, J. V. M. P. **Indústria Brasileira de Petróleo: Desinvestimentos e Política de Preços da PETROBRAS para Derivados de Petróleo**. 2021. 61 f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2021.

SOEDER, D. J.; BORGLUM, S. J. **The Fossil Fuel Revolution – Shale Gas and Tight Oil**. Amsterdam/Oxford/Cambridge: Elsevier, 2019.

SOLARIN, S. A.; BELLO, M. O. The impact of shale gas development on the US economy: Evidence from a quantile autoregressive distributed lag model. **Energy**, v. 205, p. 118004, 2020.

SOUSA, J. P. T. **Proposta Metodológica para Avaliação Preliminar de Jazigos de Shale Gas. Aplicação à Formação de Vale das Fontes, Bacia Lusitânica (Portugal)**. 2014. 222 f. Tese (Mestrado em Engenharia Geotécnica e Geoambiente) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2014.

SOUZA, I. M. S. et al. Geochemical characterization and origin of kerogens from source-rock of Devonian in the Amazonas Basin, Brazil. **Journal of South American Earth Sciences**, v. 111, p. 103437, 2021.

SPEIGHT, J. **Shale Oil and Gas Production Processes**. 1 ed. Cambridge (US)/Oxford (UK): Gulf Professional Publishing/Elsevier, 2020.

SUÁREZ, L. A. P. **Os Desafios para Exploração de Shale Gas no Brasil a partir da Análise da Experiência Americana**. 2016. 64 f. Monografia (Bacharelado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

SZYFMAN, D.; MILHORANCE, M. Novo Mercado de gás: questões críticas. **Caderno Opinião - FGV Energia**, Rio de Janeiro, p. 27-32, ago. 2019. Número especial.

TAIOLI, F. Gás de folhelho no Brasil: perspectivas e dúvidas. In: REUNIÃO ANUAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA PARA O PROGRESSO DA CIÊNCIA, 65., 2013, Recife. **Anais do evento**. São Paulo: Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência, 2013.

TASSINARI, C. C. G.; MACAMBIRA, M. J. B. A evolução tectônica do Cráton Amazônico. **Geologia do continente Sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**, 2004. P. 433-471.

TASSINARI, C. C. G.; RICCOMINI, C.; TAIOLI, F. Gás não convencional: uma alternativa energética possível para o Brasil. **Recursos Minerais no Brasil: Problemas e Desafios**, p. 332-339, 2016.

TASSINARI, C. C. G. Avaliação de Reservas de Óleo e Gás Não Convencional – Princípios Básicos de Perfuração de Poços e Fraturamento Hidráulico. São Paulo: IEE/USP, 2020. Apresentação em formato eletrônico.

TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. **Petroleum Formation and Occurrence**. 2 ed. New York: Springer-Verlag, 1984.

TUCKER, M. E. **Sedimentary Rocks in the Field – The Geological Field Guide Series**. 3 ed. West Sussex: Wiley, 2011.

VALDUEZA, E. G. Desafíos y oportunidades para la explotación del gas no convencional en Europa: una visión desde la perspectiva de la experiencia norteamericana. **Economía industrial**, n. 390, p. 67-72, 2013.

VASCONCELOS, J. A.; JESUS, R. G.; SANTOS, Y. C. S. Panorama do consumo energético na produção brasileira de minério de ferro no Quadrilátero Ferrífero. **Latin American Journal of Energy Research**, v. 8, n. 2, p. 37-48, 2021.

VASQUEZ, M. L.; ROSA-COSTA, L. T. **Geologia e recursos minerais do Estado do Pará**. 1 ed. Belém: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM), 2008.

VENTURA, M. M. O estudo de caso como modalidade de pesquisa. **Revista SoCERJ**, v. 20, n. 5, p. 383-386, 2007.

WANDERLEY FILHO, J. R. **Evolução Estrutural da Bacia do Amazonas e sua Relação com o Embasamento**. 1991. 125 f. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geoquímica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 1991.

WANDERLEY FILHO, J. R.; TRAVASSOS, W. A. S.; ALVES, D. B. O diabásio nas bacias paleozoicas amazônicas - herói ou vilão? **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 14, p. 177-184, 2006.

WANG, J. et al. Environmental impacts of shale gas development in China: A hybrid life cycle analysis. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 120, p. 38-45, 2017.

WANG, S. et al. Environmental impacts from conventional and shale gas and oil development in China considering regional differences and well depth. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 167, p. 105368, 2021.

WINDÉN, B. et al. An Investigation into the logistical and economical benefits of using offshore thermal power in a future CCS scheme. **Energy Procedia**, v. 37, p. 2997-3004, 2013.

XINJUN, C. et al. Methods and key parameters for shale gas resource evaluation. **Petroleum Exploration and Development**, v. 39, n. 5, p. 605-610, 2012.

YIN, R. K. **Estudo de Caso – Planejamento e Métodos**. 5 ed. Porto Alegre: Bookman, 2015.

YIN, H. et al. Experimental study of the effects of sub-and super-critical CO₂ saturation on the mechanical characteristics of organic-rich shales. **Energy**, v. 132, p. 84-95, 2017.

YU, W.; SEPEHRNOORI, K. Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs. **Fuel**, v. 116, p. 455-464, 2014.

- ZALÁN, P. V. Re-interpretation of an Ultra-Deep Seismic Section in the Pará-Maranhão Basin – Implications for the Petroleum Potential of the Ultra-Deep Waters. In: **OTC Brasil**. OnePetro, 2015.
- ZALÁN, P. V.; HODGSON, N.; SAUNDERS, M. Foz do Amazonas and Pará-Maranhão Basins Ready to Replicate Guyana Success. In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2019, Texas. **Proceedings**. Tulsa: AAPG, 2019. p. 11.
- ZHANG, H.; WANG, J.; ZHANG, H. Investigation of the main factors during shale-gas production using grey relational analysis. **The Open Petroleum Engineering Journal**, v. 9, n. 1, 2016.
- ZHANG, L. et al. Shale gas exploration and development in the Sichuan Basin: Progress, challenge and countermeasures. **Natural Gas Industry B**, v. 9, n. 2, p. 176-186, 2022.
- ZHAO, J. et al. Ten years of gas shale fracturing in China: Review and prospect. **Natural Gas Industry B**, 2022.
- ZHOU, J. et al. Supercritical CO₂ fracking for enhanced shale gas recovery and CO₂ sequestration: Results, status and future challenges. **Advances in Geo-Energy Research**, v. 3, n. 2, p. 207-224, 2019.
- ZOU, C. **Unconventional Petroleum Geology**. 2 ed. Amsterdam: Petroleum Industry Press/Elsevier, 2017.
- ZUCKERMAN, A.; KOENIG, K. **From Well to Wheel – The Social, Environmental and Climate Costs of Amazon Crude**. Oakland: Amazon Watch, 2016.

ANEXO I – DADOS GEOQUÍMICOS ORGÂNICOS COMPLETOS DO POÇO 1-SP-1-PA

Valores		Poço 1-SP-1-PA (Bacia do Amazonas) – Código de Cadastro nº 600300062600								
Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/ gRocha)	S ₂ (mgHC /gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC /gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)	
FORMAÇÃO BARREIRINHA	Folhelho	Calhas Pontuais	2940	1,26	0,38	0,77	5,14	392	61,11111	407,9365
			2952	1,41	0,31	1,03	3,29	408	73,04964	233,3333
			2964	1,36	0,13	0,33	0,98	394	24,26471	72,05883
			2976	1,47	0,12	0,47	1,53	408	31,97279	104,0816
			2988	1,38	0,08	0,26	0,82	399	18,84058	59,42029
			3000	1,59	0,08	0,05	1,39	365	3,14465	87,42138
	Testemunhos Pontuais	3006,35	3	0,07	0,3	0,01	433	10	0,33333	
		3009,25	2,77	0,12	0,39	0,01	352	14,07942	0,36101	
		3012,5	2,14	0,09	0,44	0,01	416	20,56075	0,46729	
	Calha Pontual	3018	1,71	0,07	0,09	1,43	368	5,26316	83,62572	
	Intrusão	Calhas Pontuais	3024	1,51	0,12	0,17	0,89	372	11,25828	58,9404
			3036	1,64	0,16	0,26	0,51	390	15,85366	31,09756
	Folhelho	Calhas Pontuais	3048	1,66	0,08	0,07	0,67	368	4,21687	40,36145
			3060	2,34	0,14	0,12	0,83	366	5,12821	35,47009
			3072	2,36	0,15	0,11	0,83	362	4,66102	35,16949
		Testemunhos Pontuais	3082,5	3,36	0,07	0,34	0,01	356	10,11905	0,29762
			3084,4	0,6	0,05	0,21	0,01	330	35	1,66667
	Calha Pontual	3096	1,78	0,11	0,09	0,71	370	5,05618	39,88764	
	Intrusão	Calhas Pontuais	3108	2,14	0,09	0,1	1,1	366	4,6729	51,40187
			3120	1,92	0,07	0,05	0,73	357	2,60417	38,02084
			3138	1,48	0,04	0,04	0,58	376	2,7027	39,18919
	Folhelho	Calha Pontual	3144	1,88	0,1	0,17	0,79	367	9,04255	42,02128

ANEXO II – DADOS GEOQUÍMICOS ORGÂNICOS COMPLETOS DO POÇO 2-XUST-1-PA

Valores		Poço 2-XUST-1-PA (Bacia do Amazonas) – Código de Cadastro nº 600300002700									
Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	Base da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/gRocha)	S ₂ (mgHC/gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC/gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)	
FORMAÇÃO BARREIRINHA	Intrusão	Amostra Intervalar	1104,6	1108	2,25	0,1	0,02	0,34	—	0,88889	15,11111
		Testemunhos Pontuais	1104,6	—	0,1	—	—	—	—	—	—
			1105,5	—	0,04	—	—	—	—	—	—
			1106,5	—	0,08	—	—	—	—	—	—
		Calhas Intervalares	1139	1142	3,93	0,14	0,12	—	406	3,05343	—
	1142		1145	3,71	0,05	0,01	—	—	0,26954	—	
	Calhas Intervalares	1145	1148	1,85	—	—	—	—	—	—	
		1148	1151	1,56	—	—	—	—	—	—	
		1151	1154	1,51	—	—	—	—	—	—	
		1154	1157	1,6	—	—	—	—	—	—	
		1157	1160	1,69	—	—	—	—	—	—	
		1160	1163	1,51	—	—	—	—	—	—	
		1163	1166	1,54	—	—	—	—	—	—	
	Folhelho	Amostra Intervalar	1164,7	1167	2,28	0,14	0,09	0,43	—	3,94737	18,85965
		Testemunhos Pontuais	1165	—	2,03	0,04	0,02	—	332	0,98522	—
			1166	—	2,06	0,01	—	—	—	—	—
		Calhas Intervalares	1166	1169	1,65	—	—	—	—	—	—
			1169	1172	1,62	—	—	—	—	—	—
			1172	1175	1,58	—	—	—	—	—	—
			1175	1178	1,7	—	—	—	—	—	—
			1178	1181	1,6	—	—	—	—	—	—
	1181		1184	1,64	—	—	—	—	—	—	
	1184	1187	1,68	—	—	—	—	—	—		

ANEXO II – CONTINUAÇÃO

	Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	Base da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/gRocha)	S ₂ (mgHC/gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC/gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)	
FORMAÇÃO BARREIRINHA	Folhelho	Calhas Intervalares	1187	1190	1,63	—	—	—	—	—	—	
			1190	1193	1,7	—	—	—	—	—	—	
			1193	1196	1,68	—	—	—	—	—	—	
			1196	1199	1,77	—	—	—	—	—	—	
			1199	1202	1,68	—	—	—	—	—	—	
			1202	1205	1,69	—	—	—	—	—	—	
			1205	1208	1,82	—	—	—	—	—	—	
			Amostra Intervalar	1207,5	1211	1,81	0,23	0,06	0,33	—	3,31492	18,23205
			Calha Intervalar	1208	1211	1,8	—	—	—	—	—	—
	Intrusão	Calhas Intervalares	1211	1214	1,82	—	—	—	—	—	—	—
			1214	1217	1,8	—	—	—	—	—	—	—
	Folhelho		Calha Intervalar	1217	1220	1,85	—	—	—	—	—	—
	Intrusão		Calha Intervalar	1220	1223	1,78	—	—	—	—	—	—
	Folhelho		Calha Intervalar	1223	1226	1,64	—	—	—	—	—	—
	Intrusão	Calhas Intervalares	1226	1229	1,5	—	—	—	—	—	—	—
			1229	1232	1,69	—	—	—	—	—	—	—
			1232	1235	1,72	—	—	—	—	—	—	—
			1235	1238	1,73	—	—	—	—	—	—	—
			1238	1241	1,67	—	—	—	—	—	—	—
			1241	1244	1,69	—	—	—	—	—	—	—
1244			1247	1,82	—	—	—	—	—	—	—	
1247			1250	1,78	—	—	—	—	—	—	—	
1250			1253	1,76	—	—	—	—	—	—	—	
1253			1256	1,65	—	—	—	—	—	—	—	
			1256	1259	1,69	—	—	—	—	—	—	

ANEXO II – CONTINUAÇÃO

	Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	Base da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/gRocha)	S ₂ (mgHC/gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC/gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)	
FORMAÇÃO BARREIRINHA	Intrusão	Calhas Intervalares	1259	1262	1,79	—	—	—	—	—	—	
			1262	1265	1,8	—	—	—	—	—	—	
			1265	1268	1,77	—	—	—	—	—	—	
			1268	1271	1,76	—	—	—	—	—	—	
			1271	1274	1,75	—	—	—	—	—	—	
			1274	1277	1,78	—	—	—	—	—	—	
			1277	1280	1,77	—	—	—	—	—	—	
	Folhelho	Calhas Intervalares	1280	1283	1,81	—	—	—	—	—	—	—
			1283	1286	1,8	—	—	—	—	—	—	—
			1286	1289	1,72	—	—	—	—	—	—	—
			1289	1292	1,72	—	—	—	—	—	—	—
		Amostra Intervalar	1289,4	1293	2,69	0,18	0,11	0,42	—	4,08922	15,61338	
		Calhas Intervalares	1292	1295	1,85	—	—	—	—	—	—	—
			1295	1298	2,03	0,03	0,04	—	304	1,97044	—	
			1298	1301	1,76	—	—	—	—	—	—	
			1301	1304	1,74	—	—	—	—	—	—	
			1304	1307	1,78	—	—	—	—	—	—	
			1307	1310	2,02	0,03	0,03	—	—	1,48515	—	
			1310	1313	1,91	—	—	—	—	—	—	
			1313	1316	1,66	—	—	—	—	—	—	
1316	1319		1,78	—	—	—	—	—	—			
1319	1322	1,64	—	—	—	—	—	—				
1322	1325	1,48	—	—	—	—	—	—				
1325	1328	1,47	—	—	—	—	—	—				
1328	1331	1,51	—	—	—	—	—	—				

ANEXO II – CONTINUAÇÃO

	Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	Base da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/gRocha)	S ₂ (mgHC/gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC/gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)	
FORMAÇÃO BARREIRINHA		Calhas Intervalares	1331	1334	1,34	—	—	—	—	—	—	
			1334	1337	1,44	—	—	—	—	—	—	
			Amostra Intervalar	1337,8	1341	0,77	0,05	—	0,21	—	—	27,27273
		Calhas Intervalares	1337	1340	1,5	—	—	—	—	—	—	—
			1340	1343	1,58	—	—	—	—	—	—	—
			1343	1346	1,59	—	—	—	—	—	—	—
	Intrusão	Calhas Intervalares	1346	1349	1,3	—	—	—	—	—	—	—
			1349	1352	1,19	—	—	—	—	—	—	—
	Folhelho	Calha Intervalar	1352	1355	1,09	—	—	—	—	—	—	—
	Intrusão	Calha Intervalar	1355	1358	1,2	—	—	—	—	—	—	—

ANEXO III – DADOS GEOQUÍMICOS ORGÂNICOS COMPLETOS DO POÇO 2-BCST-1-PA

Valores		Poço 2-BCST-1-PA (Bacia do Amazonas) – Código de Cadastro nº 600300005500										
Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	Base da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/gRocha)	S ₂ (mgHC/gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC/gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)		
FORMAÇÃO BARREIRINHA	Folhelho	Calhas Pontuais	793	—	1,18	0,07	0,18	0,22	—	15,25424	18,64407	
			802	—	1,07	0,02	—	0,23	—	—	21,49533	
			811	—	1,08	0,08	0,2	0,31	—	18,51852	28,7037	
			820	—	0,26	—	—	—	—	—	—	
	Folhelho	Amostra Intervalar	820	824	1,76	0,1	0,01	0,28	—	0,56818	15,90909	
		Calhas Pontuais	829	—	1,75	0,08	0,2	0,51	—	11,42857	29,14286	
			838	—	1,75	0,08	0,2	0,37	—	11,42857	21,14286	
			847	—	1,62	0,02	—	0,32	—	—	19,75309	
			856	—	1,47	0,08	0,21	0,33	—	14,28571	22,44898	
			865	—	1,54	0,02	—	0,37	—	—	24,02597	
		Intrusão	Calha Pontual	874	—	1,73	0,01	—	0,24	—	—	13,87283
		Folhelho	Calhas Pontuais	883	—	1,4	0,01	—	0,64	—	—	45,71429
				892	—	1,92	0,01	—	0,34	—	—	17,70833
				901	—	1,66	0,01	—	0,56	—	—	33,73494
	910			—	1,51	0,01	—	0,22	—	—	14,56954	
	Amostra Intervalar		911,2	916	1,73	0,11	0,01	0,36	—	0,57803	20,80925	
	Folhelho	Calha Intervalar	919	922	1,46	—	—	0,26	—	—	17,80822	
		Calha Pontual	928	—	1,75	0,01	—	0,16	—	—	9,14286	
		Intrusão	Calha Pontual	940	—	1,48	—	—	0,19	—	—	12,83784
	Folhelho	Calha Pontual	949	—	2,12	—	—	0,23	—	—	10,84906	
958			—	2,61	—	—	0,19	—	—	7,27969		
Intrusão	Calha Intervalar	967	970	1,72	—	—	0,18	—	—	10,46512		

ANEXO III – CONTINUAÇÃO

Mínimos Máximos	Tipo de Amostra	Topo da Amostra (m)	Base da Amostra (m)	COT (%)	S ₁ (mgHC/gRocha)	S ₂ (mgHC/gRocha)	S ₃ (mgCO ₂ /gRocha)	T _{Máx} (°C)	IH (mg HC/gCOT)	IO (mg CO ₂ /gCOT)	
FORMAÇÃO BAREIRINHA	Folhelho	Amostras Intervalares	970,1	975	3,11	0,13	0,01	0,41	—	0,32154	13,18328
		Calhas Pontuais	976	—	2,7	0,01	—	0,37	—	—	13,7037
			985	—	3,9	0,01	—	0,45	—	—	11,53846
			997	—	3,59	0,08	0,21	0,52	—	5,84958	14,48468
			1006	—	3,55	0,04	—	0,47	—	—	13,23944
			1015	—	2,7	0,12	0,35	0,64	545	12,96296	23,7037
		Amostra Intervalar	1020	1024	2,86	0,17	0,03	0,34	—	1,04895	11,88811
		Calhas Pontuais	1027	—	2,58	0,08	0,21	0,35	—	8,13953	13,56589
			1036	—	1,48	0,06	0,2	0,29	—	13,51351	19,59459
			1045	—	3,72	0,11	0,21	0,58	—	5,64516	15,5914