



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS - IG  
FACULDADE DE GEOFÍSICA - FAGEOF

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Discussão sobre a viabilidade de exploração de gás em folhelho na  
Bacia do Amazonas**

GABRIEL LOBATO CARDOSO

Belém – Pará

2019

GABRIEL LOBATO CARDOSO

**Discussão sobre a viabilidade de exploração de gás em folhelho na  
Bacia do Amazonas**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências  
da Universidade Federal do Pará para obtenção do  
grau de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Estanislau Luczynski.

Belém – Pará

2019

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD  
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará  
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

---

C268d Cardoso, Gabriel Lobato  
Discussão sobre a viabilidade de exploração de gás em folhelho  
na bacia do Amazonas / Gabriel Lobato Cardoso. — 2019.  
166 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Estanislau Luczynski  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Faculdade de  
Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará,  
Belém, 2019.

1. Gás em folhelho. 2. Bacia do Amazonas. 3. Viabilidade.  
I. Título.

CDD 333.823309811

---

GABRIEL LOBATO CARDOSO

**Discussão sobre a viabilidade de exploração de gás em folhelho na  
Bacia do Amazonas**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Faculdade de Geofísica do Instituto de Geociências  
da Universidade Federal do Pará para obtenção do  
grau de Bacharel em Geofísica.

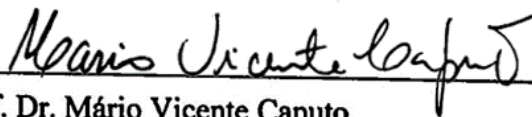
Data de Aprovação: 22 / 07 / 19

Conceito: EXC

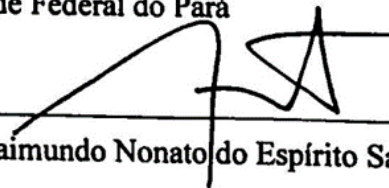
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Estanislau Luczynski (Orientador)  
Universidade Federal do Pará



Prof. Dr. Mário Vicente Caputo  
Universidade Federal do Pará



Prof. Dr. Raimundo Nonato do Espírito Santo dos  
Santos  
Universidade Federal do Pará

À Benedita, minha querida avó.

## AGRADECIMENTOS

O ato de agradecer, além de um gesto de humildade, demonstra respeito a todos os quais, de alguma forma, impactaram a vida de alguém. Com isto, inicio meus agradecimentos com os principais nortes da minha vida – Deus, por todas as vezes que iluminou minha mente quando tudo parecia perdido, e minha avó, Benedita, que não está aqui para a ver o seu único neto se formar. Gostaria que soubesse que eu consegui.

Agradeço a minha tia, por compreender os meus dilemas durante estes anos e por me ensinar os valores que realmente importam. Obrigado mãe por toda ajuda, ainda com seu jeito peculiar. Obrigado avô pelo apoio nestes últimos anos. Também agradeço a Sra. Ellen, o Sr. Rinaldo e a Sra. Edith, a grande responsável pela minha entrada na Universidade.

Obrigado Gabriel, pelas muitas conversas, lágrimas e alegrias, ainda que seja difícil resumir nossa amizade nestas 3 palavras. Também sou grato a todos os amigos os quais não citarei por falta de espaço.

Agradeço ao meu orientador e amigo Prof. Estanislau Luczynski, por acreditar no meu potencial quando nem eu acreditava, tornando possível este trabalho e abrindo os horizontes para novas oportunidades. Obrigado por todas as conversas e conselhos.

Agradeço ao Prof. Jaime Eiras, pelas grandes aulas sobre Geofísica e Geologia e pela gentil concessão de referências-chave para este trabalho, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e a PETROBRAS, pelos dados cedidos para a viabilização de abordagens quanto ao potencial da bacia do Amazonas. Também agradeço a Universidade Federal do Pará pelo suporte financeiro durante a graduação.

Agradeço, também, a todos os que passaram pela minha vida e me ajudaram a trilhar esta jornada e que, por qualquer motivo, não estão ao meu lado para partilhar desta conquista. Por fim, parafraseando meu orientador, agradeço a todos aqueles que me atiraram pedras, pois com elas são construídos os caminhos.

“Vita detestabilis  
Nunc obdurat  
Et tunc curat  
Ludo mentis aciem”

Carmina Burana – I: Fortuna Imperatrix Mundi.

## **AVISO LEGAL**

Parte dos dados apresentados neste trabalho foi cedida exclusivamente para fins acadêmicos. Qualquer futura reprodução que fuja destes fins estará sujeita as penalidades legais. Citam-se os mantenedores dos dados: Petróleo Brasileiro S. A. (PETROBRAS), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.

## RESUMO

Este trabalho sintetiza os conceitos fundamentais envolvidos em uma possível exploração de gás em folhelho na bacia do Amazonas, abordando-os de forma interdisciplinar a partir de aspectos geofísicos, geológicos, econômicos e ambientais, sustentando a apresentação de dados geofísicos e geoquímicos para a delimitação de regiões potenciais para gás em folhelho e as discussões subsequentes. Realizaram-se revisões bibliográficas de trabalhos de conclusão de curso, dissertações, teses, livros, notas de aula, *sites*, apresentações, seminários, anais de eventos, mesas-redondas, relatórios institucionais e artigos nacionais e internacionais. Os dados apresentados correspondem a trabalhos acadêmicos anteriores e as concessões feitas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e por empresas particulares. A análise dos dados levou a delimitação da região em torno do Rio Tapajós, no estado do Pará, como potencial para gás em folhelho, dado o seu grau de maturação quando comparado a outras regiões da bacia, suas experiências anteriores de exploração, as quais indicaram características similares as encontradas em explorações não convencionais, e seus intervalos de fraturas identificados. Foi desenvolvida uma discussão sobre a viabilidade desta exploração para a Amazônia, levando em consideração sua realidade para o entendimento de implicações quanto a construção de mercados consumidores, redes de transporte de gás, aplicação do fraturamento hidráulico e os aspectos ambientais a serem considerados, como o desenvolvimento da microssísmica para o monitoramento ambiental e as legislações vigentes. A discussão econômica indicou o Complexo Carajás como principal mercado consumidor para a absorção do gás em folhelho, dada a intensividade de suas atividades mineradoras e a proximidade da zona potencial. Os gasodutos se destacaram como modais de transporte, dada a análise da realidade política e socioambiental da Amazônia. Já as implicações das legislações brasileiras para esta exploração foram elucidadas a partir de uma análise SWOT.

**Palavras-chave:** Gás em Folhelho. Bacia do Amazonas. Viabilidade.

## ABSTRACT

This work synthesizes the fundamental concepts involved in a possible shale gas exploration in the Amazonas basin, approaching them in an interdisciplinary way from the correlation of geophysical, geological, economic and environmental aspects. This approach was the base for the presentation of geophysical and geochemical data to the delimitation of potential shale gas regions and subsequent discussions. There were bibliographic reviews of monographs, dissertations, theses, books, class notes, websites, presentations, seminars, event proceedings, roundtables, institutional reports and national and international articles. The data presented correspond to previous academic works and the public data given by the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) and by private companies. The analysis of the available data led to the delimitation of the region around the Tapajós River, in the state of Pará, as a potential zone for shale gas generation and accumulation. Given its degree of maturity, when compared to other regions of the basin previous exploration, which indicated characteristics similar to those ones found in other shale gas sites and their recorded fracture intervals. The text shows a discussion about the feasibility of such exploration for the Amazon Region, taking into consideration its reality concerned the development of consumer markets, gas transportation networks, the application of hydraulic fracturing and the environmental aspects are considered and also the application of microseismic for fracture propagation monitoring and current legislation. The feasibility discussion indicated that the Carajás Mining Complex is the main consumer market for shale gas supplying, given the energy intensive role of its mining activities being near target zone. The pipelines stood out as supplying options due the analysis of the political and socio-environmental reality of the Amazon Region. Lastly, SWOT analysis discuss the implications of Brazilian Law concerned to shale gas.

**Key-words:** Shale Gas. Amazonas Basin. Feasibility.

## LISTA DE FIGURAS

5.1	cadeia de geração do gás natural .....	6
5.2	ocorrências de gás em um sistema petrolífero convencional .....	8
5.3	cadeia do gás natural e seus respectivos responsáveis .....	9
5.4	diagrama completo da cadeia do gás natural .....	11
5.5	atual produção de GN em bilhões de m <sup>3</sup> por região geográfica .....	12
5.6	evolução das reservas de gás de 2008 a 2017 .....	13
5.7	volume de reserva de GN no Brasil .....	14
5.8	consumo brasileiro de GN no primeiro semestre de 2018 .....	17
6.1	pirâmide de recursos convencionais e não convencionais .....	19
6.2	litologias potenciais a rochas geradoras de HC .....	20
6.3	sistemas petrolíferos convencionais .....	21
6.4	exemplos de reservatórios convencionais e não convencionais .....	22
6.5	sistemas petrolíferos não convencionais .....	23
7.1	amostra de folhelho da formação Barreirinha .....	24
7.2	ocorrências de gás em folhelho pelo mundo .....	26
7.3	produção de GF nos EUA entre 2000 e 2015 .....	27
7.4	distribuição das formações com GF nos EUA .....	27
7.5	volume das principais reservas tecnicamente recuperáveis de GF .....	29
7.6	<i>plays</i> nacionais com ocorrência de GF .....	30
8.1	distribuições de argila em uma rocha sedimentar .....	33
8.2	relação entre o volume de minerais sólidos e volume de poros .....	34
8.3	escala de permeabilidade para reservatórios .....	35
8.4	relação geológica entre porosidade e permeabilidade .....	36
8.5	representações físicas para o Módulo e Young e Coeficiente de Poisson .....	37
8.6	correlação entre valores de Módulo de Young e Coeficiente de Poisson no cálculo do IF .....	37
8.7	esquema simplificado de um levantamento sísmico .....	39
8.8	modelo de duas camadas para propagação dos raios de onda .....	40
8.9	esquema simplificado de uma aquisição CMP .....	40
8.10	geometrias de aquisição MAZ e WAZ .....	41
8.11	esquema simplificado de uma aquisição VSP .....	42

8.12	deflexão típica das curvas de perfis geofísicos para GF .....	43
8.13	perfil RG típico .....	44
8.14	deflexões das curvas de RG e resistividade .....	45
8.15	modelo petrofísico tradicional .....	46
8.16	esquemática do fraturamento hidráulico .....	48
8.17	etapas do alargamento de uma fratura via fraturamento hidráulico .....	50
8.18	componentes registrados do propante de fraturamento .....	51
8.19	<i>whipstock</i> – cunha de aço alocada no poço para direcionamento .....	52
8.20	esquema simplificado de geometrias de poços direcionais .....	53
8.21	esquema simplificado da propagação de microssismos .....	54
8.22	exemplo de um mapeamento microssísmico nas adjacências de um poço .....	55
9.1	localização geográfica da bacia do Amazonas .....	58
9.2	mapa gravimétrico da bacia do Amazonas .....	59
9.3	mapa estrutural da bacia .....	60
9.4	mapa de coberturas sedimentares da bacia .....	61
9.5	seção transversal da bacia do Amazonas .....	64
9.6	carta estratigráfica completa da bacia do Amazonas .....	65
9.7	sismograma CMP do campo de gás Azulão .....	67
9.8	sismograma do campo de gás Japiim .....	68
9.9	dados disponíveis para a bacia do Amazonas .....	69
9.10	carta de eventos da bacia .....	70
9.11	sistemas petrolíferos convencionais da bacia .....	72
10.1	matéria orgânica geradora de HC .....	73
10.2	janelas de geração de HC relacionadas aos estágios diagenéticos .....	75
10.3	porcentagens de matéria orgânica e querogênio em uma rocha .....	76
10.4	diagrama de <i>Van Krevelen</i> .....	77
10.5	produção de HC de acordo com a porcentagem de $R_o$ .....	78
10.6	curvas obtidas na pirólise de <i>Rock-Eval</i> .....	79
10.7	afloramento da formação Barreirinha .....	81
10.8	mapa de espessura da bacia .....	85
10.9	mapa de COT da bacia .....	86
10.10	mapa de $S_1$ da bacia .....	86
10.11	mapa de $S_2$ da bacia .....	87
10.12	mapa de IH da bacia .....	88

10.13	mapa de PG da bacia .....	88
10.14	mapa de $T_{M\acute{a}x}$ da bacia .....	89
10.15	mapa de maturação da formação Barreirinha .....	90
10.16	localização dos poços escolhidos para análise .....	91
10.17	contexto geológico da área de levantamento .....	93
10.18	curvas de RG e dados geoquímicos referentes ao poço 2-NAST-1-PA .....	95
10.19	curvas de RG e dados geoquímicos referentes ao poço 2-OAST-1-PA .....	96
10.20	curva RG para o poço 1-MA-1-PA .....	97
10.21	curvas de RG e dados geoquímicos referentes ao poço 1-FO-1-PA .....	98
10.22	perfis geoquímicos de COT e IH para o poço 3IT-02-PA .....	99
10.23	principais ocorrências de óleo e gás da bacia do Amazonas .....	101
11.1	perfil de queda na taxa de produção para reservatórios de GF .....	103
11.2	projeto piloto do <i>Gasoducto Del Sur</i> .....	109
11.3	gasoduto do Meio-Norte .....	110
12.1	esquema simplificado de uma cadeia de GNL .....	117
12.2	gasodutos existentes e em avaliação para as regiões Norte e Nordeste .....	118
13.1	<i>caput</i> do Projeto de Lei da Moratória Ambiental .....	122

## LISTA DE TABELAS

5.1	principais componentes do gás natural .....	7
7.1	série histórica da produção total de GF no Brasil .....	31
10.1	dados dos poços pertencentes a PETROBRAS .....	92
13.1	análise SWOT da Moratória Ambiental .....	125

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AF	Avaliação de formação
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
AVO	<i>Amplitude variation with offset</i>
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
BE	Balanco energético
BEEPA	Balanco Energético do Estado do Pará
BEN	Balanco Energético Nacional
CCS	<i>Carbon capture and storage</i>
CCX	<i>Chicago Climate Exchange</i>
CMP	<i>Common-midpoint</i>
COT	Carbono orgânico total
CRS	<i>Common reflection surface</i>
DAS	<i>Distributed acoustic sensing</i>
DTS	<i>Distributed temperature sensing</i>
E&P	Exploração e produção
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EUA	Estados Unidos da América
GEE	Gases do efeito estufa
GEPEE	Grupo de Estudos e Pesquisas Econômicas e Energéticas
GF	Gás em folhelho
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GN	Gás natural
GNC	Gás natural comprimido
GNL	Gás natural liquefeito
GNNC	Gás natural não convencional
GNV	Gás natural veicular
HC	Hidrocarbonetos

IF	Índice de fragilidade
IH	Índice de hidrogênio
IO	Índice de oxigênio
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IP	Índice de produção
MAZ	<i>Multi-azimuth acquisition</i>
MEM	<i>Mechanical earth model</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MO	Matéria orgânica
MPF	Ministério Público Federal
NMO	<i>Normal-moveout</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCS	Poder calorífico superior
PG	Potencial gerador
PL	Projeto de Lei
RNC	Reservatório não convencional
SAGA	Sistema Aquífero Grande Amazônia
SBGF	Sociedade Brasileira de Geofísica
SBPC	Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência
SI	Sistema Internacional de Medidas
UPGN	Unidade de processamento de gás natural
URSS	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas
VSP	<i>Vertical seismic profile</i>
WAZ	<i>Wide-azimuth acquisition</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>MOTIVAÇÕES</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIAS</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>OBJETIVOS</b>	<b>5</b>
<b>PARTE I CONCEITOS FUNDAMENTAIS</b>		
<b>5</b>	<b>GÁS NATURAL</b>	<b>6</b>
5.1	ORIGEM E COMPOSIÇÃO .....	6
5.2	A CADEIA DO GÁS NATURAL .....	9
5.3	PANORAMA MUNDIAL E BRASILEIRO .....	11
5.4	VANTAGENS E APLICAÇÕES .....	14
5.4.1	Como matéria-prima .....	15
5.4.2	Para recuperação do petróleo .....	15
5.4.3	Como combustível .....	16
<b>6</b>	<b>RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS E NÃO CONVENCIONAIS</b>	<b>18</b>
6.1	DIVERSIDADE DE CLASSIFICAÇÕES .....	18
6.2	RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS .....	19
6.3	RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS .....	21
<b>7</b>	<b>GÁS EM FOLHELHO</b>	<b>24</b>
7.1	ORIGEM, COMPOSIÇÃO E ÁREAS DE OCORRÊNCIA .....	24
7.2	IMPORTÂNCIA MUNDIAL ESTRATÉGICA .....	26
7.3	POTENCIAL BRASILEIRO .....	29
<b>8</b>	<b>TÉCNICAS PARA RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS</b>	<b>32</b>
8.1	PROSPECÇÃO GEOFÍSICA .....	32
8.1.1	Propriedades físicas fundamentais .....	32
8.1.1.1	Porosidade .....	33
8.1.1.2	Saturação de fluidos .....	34
8.1.1.3	Permeabilidade .....	34
8.1.2	Propriedades mecânicas das rochas .....	36
8.1.3	Principais métodos e levantamentos geofísicos .....	38
8.1.3.1	Métodos sísmicos .....	38

8.1.3.2	Avaliação de formação .....	42
<b>8.1.4</b>	<b>Demais aplicações .....</b>	<b>47</b>
8.2	FRATURAMENTO HIDRÁULICO .....	48
<b>8.2.1</b>	<b>Processos envolvidos e suas implicações .....</b>	<b>49</b>
<b>8.2.2</b>	<b>Perfuração direcional .....</b>	<b>51</b>
<b>8.2.3</b>	<b>Monitoramento do fraturamento hidráulico .....</b>	<b>53</b>

## PARTE II GÁS EM FOLHELHO NA BACIA DO AMAZONAS

<b>9</b>	<b>BACIA DO AMAZONAS .....</b>	<b>57</b>
9.1	GEOLOGIA REGIONAL .....	57
<b>9.1.1</b>	<b>Evolução estrutural e tectônica .....</b>	<b>58</b>
<b>9.1.2</b>	<b>Arcabouço estratigráfico .....</b>	<b>61</b>
9.2	POTENCIAL EXPLORATÓRIO CONVENCIONAL .....	66
<b>9.2.1</b>	<b>Histórico exploracional .....</b>	<b>66</b>
<b>9.2.2</b>	<b>Sistemas petrolíferos convencionais .....</b>	<b>69</b>
9.2.2.1	Rochas geradoras .....	70
9.2.2.2	Rochas reservatórios .....	71
9.2.2.3	Rochas selantes .....	71
9.2.2.4	Armadilhas e processos de migração .....	72
9.2.2.5	<i>Plays</i> exploratórios .....	72
<b>10</b>	<b>POTENCIAL PARA GÁS EM FOLHELHO .....</b>	<b>73</b>
10.1	PARÂMETROS GEOQUÍMICOS DETERMINANTES .....	73
<b>10.1.1</b>	<b>Matéria orgânica .....</b>	<b>73</b>
10.1.1.1	Processos de maturação .....	74
10.1.1.2	Querogênios .....	75
<b>10.1.2</b>	<b>Indicadores de potencial .....</b>	<b>77</b>
10.1.2.1	Carbono Orgânico Total (COT) .....	77
10.1.2.2	Reflectância de vitrinita (%R <sub>o</sub> ) .....	78
10.1.2.3	Pirólise de <i>Rock-Eval</i> .....	79
10.2	DADOS DISPONÍVEIS .....	80
<b>10.2.1</b>	<b>Levantamentos regionais .....</b>	<b>81</b>
10.2.1.1	Características gerais das formações Barreirinha e Curiri .....	82
10.2.1.2	Mapas e dados geoquímicos .....	84

<b>10.2.2 Levantamentos locais</b> .....	90
10.2.2.1 Poços estudados .....	91
10.2.2.2 Correlação dos dados .....	94
10.2.2.3 Interpretações preliminares .....	99
<b>PARTE III VIABILIDADE DO GÁS EM FOLHELHO PARA A AMAZÔNIA</b>	
<b>11 ASPECTOS ECONÔMICOS</b> .....	<b>102</b>
11.1 BALANÇO ENERGÉTICO .....	104
<b>11.1.1 Conceitos gerais</b> .....	104
<b>11.1.2 Balanço energético e gás em folhelho na Amazônia</b> .....	105
11.2 MERCADOS CONSUMIDORES .....	107
<b>11.2.1 Gás natural no Pará</b> .....	108
<b>11.2.2 Substituição energética</b> .....	111
<b>12 PROSPECÇÃO, EXPLORAÇÃO E DIRECIONAMENTO</b> .....	<b>113</b>
12.1 PROSPECÇÃO E RECUPERAÇÃO DO GÁS EM FOLHELHO .....	113
<b>12.1.1 Levantamentos geofísicos</b> .....	113
<b>12.1.2 Exploração não convencional na Amazônia</b> .....	115
12.2 TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO .....	116
<b>12.2.1 Gás Natural Liquefeito (GNL)</b> .....	116
<b>12.2.2 Gasodutos</b> .....	117
<b>13 MEIO AMBIENTE</b> .....	<b>120</b>
13.1 MORATÓRIA AMBIENTAL .....	120
<b>13.1.1 Precedentes da Moratória</b> .....	120
<b>13.1.2 A Moratória Ambiental</b> .....	121
<b>13.1.3 Regulamentação do fraturamento hidráulico</b> .....	123
<b>13.1.4 Impactos da Moratória</b> .....	124
13.2 MONITORAMENTO EM SUBSUPERFÍCIE .....	126
13.3 CONSTRUÇÃO DE GASODUTOS .....	127
<b>13.3.1 Avaliação técnico-ambiental</b> .....	127
<b>13.3.2 Avaliações econômicas e sociais</b> .....	129
<b>14 CONCLUSÕES</b> .....	<b>130</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>133</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>144</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento das reservas mundiais de gás natural a partir da década de 1970, com a liderança de países unificados sob extinta União Soviética e América do Norte e com a posterior inserção de regiões no Oriente Médio e na América Latina, refletiu em mudanças políticas, econômicas e culturais acerca de sua utilização, sobretudo pela crescente necessidade de desenvolvimento de fontes ambientalmente sustentáveis e racionalização energética nas suas aplicações em diferentes setores de consumo (Santos, 2000).

A crescente busca pela exploração e desenvolvimento do gás natural como parte da matriz energética internacional refletiu no aprimoramento e associação de diferentes técnicas para a exploração de jazidas potenciais para o recurso, porém, inviáveis até então devido a fatores técnicos, econômicos e ambientais. A exploração de reservatórios de gás natural não convencional (GNNC) tomou forma, sobretudo, nos Estados Unidos entre as décadas de 1980 e 2010, destacando-se os reservatórios de folhelho das formações *Barnett* (maior *play* deste tipo na América do Norte) e *Marcellus* (Montgomery et al., 2005; Basto, 2014).

Seguindo o modelo internacional, o Brasil investiu na aplicação do gás natural para geração de energia em diferentes ramos, como o industrial, comercial e residencial, implicando diretamente nas pesquisas para descobertas de novas reservas de gás, incluindo de GNNC. Nestas pesquisas, as bacias do Paraná, Recôncavo e Amazonas apresentaram alto potencial para geração de gás em folhelho, tendo as duas primeiras os blocos leiloados durante a 12ª Rodada de Licitações da ANP<sup>1</sup>, em 2013, ainda que revogada por efeito de uma Moratória Ambiental (Cardoso et al., 2018).

Dentre as bacias citadas, a bacia do Amazonas se destaca pelos altos teores de carbono orgânico total na formação Curiri e na formação Barreirinha, principal rocha geradora de seu sistema petrolífero convencional e *play* promissor para GNNC, a partir de levantamentos realizados pela PETROBRAS nos estados do Amazonas e Pará entre 1950 e 1960 (Oliveira, 2015). Além destes levantamentos, recentes expedições à região e modelagem de dados disponíveis também indicam o potencial da região para a geração de gás em folhelho, despertando o interesse para a realização de estudos de viabilidade de exploração para a Amazônia.

---

<sup>1</sup> Dispositivo da política de desenvolvimento energético elaborada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para a concessão de blocos exploratórios à diferentes empresas a partir da quebra de monopólio da PETROBRAS em atividades de E&P, em 1997.

Considerando estes fatores, as especificidades políticas, técnicas, econômicas e ambientais da região Amazônica e aplicação do desenvolvimento científico na melhoria das condições de vida para a população da região, como reflexo do papel da Universidade para a sociedade, este trabalho apresenta uma abrangente discussão acerca da viabilidade de exploração da bacia do Amazonas para o gás em folhelho. Cada capítulo foi elaborado para elucidar os diferentes conceitos envolvidos neste tipo de exploração, que prima pela interdisciplinaridade e colaboração entre diferentes profissionais, fundamental para o sucesso de projetos nos atuais moldes de mercado.

Os capítulos a seguir são agregados em três partes distintas, para a compreensão particionada e, ao mesmo tempo, correlacionada de diferentes áreas de conhecimento, buscando enfatizar as suas interfaces de trabalho. A Parte I corresponde aos conceitos fundamentais aplicados a exploração, produção, transporte e distribuição de GNNC no país, com a apresentação do panorama político, econômico e regulatório do gás natural no mundo e seus reflexos no Brasil, as características diferenciadoras entre reservatórios convencionais e não convencionais, com ênfase nas características específicas do gás em folhelho – o que implica diretamente nas suas técnicas de exploração, com destaque para o desenvolvimento da Geofísica para acompanhar suas necessidades.

A Parte II apresenta a área de estudo, a bacia do Amazonas, abordando os conceitos de sua geologia regional e a relação direta entre seus aspectos geológicos e o potencial para hidrocarbonetos convencionais já explorados na região. O foco desta seção está na apresentação dos dados disponíveis, sejam reais ou modelados, para a verificação de regiões potenciais a acumulação de gás em folhelho, a partir do tratamento de dados geoquímicos para o estudo do potencial de geração de hidrocarbonetos nos folhelhos da região e de dados geofísicos para a identificação de zonas características de acumulação de gás não convencional em subsuperfície.

Já a Parte III é responsável pela compreensão dos reflexos para a região Amazônica a partir da tomada de uma possível exploração de gás em folhelho. Estes reflexos podem ser econômicos, com a necessidade de desenvolvimento de mercados consumidores para a sustentação da exploração e as ramificações geradas pela inserção do gás na matriz energética da Amazônia, técnicos, tendo como referência as implicações para a região a partir de experiências internacionais e o papel da Geofísica no desenvolvimento de salvaguardas, e ambientais, diretamente relacionados aos aspectos técnicos, a partir da abordagem das legislações desenvolvidas para este tipo de exploração no país e as variáveis ambientais necessárias para um desenvolvimento exploratório.

## 2 MOTIVAÇÕES

É notável o potencial da região amazônica para seu desenvolvimento econômico interno a partir da exploração consciente de seus recursos naturais, de modo a reduzir os impactos para o seu equilíbrio natural. Ainda assim, a Região Norte continua classificada como uma das regiões de menor desenvolvimento socioeconômico do país, reflexo da concentração dos desenvolvimentos técnico, econômico e de recursos humanos em regiões tradicionalmente polarizadoras de população e capital.

Uma das funções da Ciência é o entendimento e a transmissão do conhecimento para o desenvolvimento de sua realidade; esta é a premissa para a elaboração deste trabalho. É fundamental o aprimoramento dos estudos, sejam acadêmicos ou privados, quanto ao potencial da Amazônia para o seu desenvolvimento econômico quanto região, reconhecimento quanto aos seus reais potenciais exploratórios e delimitação de fronteiras físicas e virtuais de exploração, sobretudo para a redução da divulgação de informações as quais não refletem a realidade.

A bacia do Amazonas possui um grande potencial inexplorado e que pode ser aplicado para o benefício populacional, ainda que a longo prazo. Explorações de óleo e gás demandam mão-de-obra, tanto braçal quanto especializada, injetam recursos na economia local, interferem diretamente na elaboração de políticas públicas e na construção e modernização de modais de transporte. Quanto aos possíveis reflexos socioambientais, cabe a comunidade acadêmica em parcerias aos gestores locais a elaboração de medidas para garantir a efetivação do desenvolvimento sem que este agrida a natureza de forma contundente.

### 3 METODOLOGIAS

O desenvolvimento deste trabalho se baseou numa revisão bibliográfica interdisciplinar acerca dos fundamentos relacionados à exploração de gás em folhelho. Para tanto, recorreu-se ao fichamento de trabalhos de conclusão de curso, dissertações, teses, livros, notas de aula, *sites*, apresentações, seminários, anais de eventos, mesas-redondas, relatórios institucionais e artigos publicados em periódicos ou em eventos nacionais e internacionais.

Os dados da bacia do Amazonas disponíveis para análise correspondem a trabalhos de conclusão de curso, dissertações e artigos publicados. Os dados inéditos são contemplados por concessões feitas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e por empresas particulares responsáveis por explorações na bacia do Amazonas, com reprodução autorizada por seus mantenedores.

Houve, ainda, o acréscimo ao corpo do texto de dados referentes a entrevistas, essenciais para o entendimento do potencial da bacia. Na abordagem dos reflexos socioeconômicos a partir de legislações ambientais, foi aplicada uma análise SWOT<sup>2</sup> para identificação de impactos positivos e negativos para o país. A discussão sobre a viabilidade se baseou nos conteúdos disponíveis na literatura e em informações fornecidas por profissionais da área.

---

<sup>2</sup> Conceituação correspondente no capítulo 13.

#### **4 OBJETIVOS**

*a. Objetivos gerais:* apresentação dos principais conceitos relativos à exploração de gás natural não convencional, como aspectos exploratórios técnicos, econômicos, regulatórios, modais de transporte e implicações ambientais. Exposição do papel da Geofísica não só relacionado a modelagens em experimentos controlados, mas também como ferramenta imprescindível no desenvolvimento tecnológico em explorações de GNNC e no monitoramento para salvaguardas ambientais. Apresentação da bacia do Amazonas como nova fronteira exploratória para gás em folhelho no Brasil e discussão sobre sua viabilidade de exploração.

*b. Objetivos específicos:* apresentação e interpretação de dados da bacia do Amazonas quanto ao seu potencial para gás em folhelho. Identificação de regiões geográficas potenciais às acumulações de gás no estado do Pará. Verificação da aplicabilidade energética do gás natural da bacia do Amazonas e mercados consumidores locais. Sugestão quanto a modais de transporte de gás adaptados à realidade amazônica. Identificação de regiões em subsuperfícies susceptíveis a propagação de fraturas e medidas de mitigação. Discussão acerca da aplicação do fraturamento hidráulico no país partindo das legislações vigentes.

## PARTE I CONCEITOS FUNDAMENTAIS

### 5 GÁS NATURAL

#### 5.1 ORIGEM E COMPOSIÇÃO

O gás natural corresponde ao estado gasoso dos hidrocarbonetos componentes do petróleo, originando-se a partir da rápida decomposição na ausência de  $O_2$ , compactação e soterramento de diferentes tipos de matéria orgânica em rochas sedimentares na subsuperfície. Esta matéria orgânica se divide em: a) betume, possível gerador de petróleo, e b) querogênios<sup>3</sup>, cujos tipos II e III possuem o maior potencial para a geração de gás natural, seguidos do tipo I, que possui potencial para geração de petróleo (Luczynski, 2014; Gomes, 2019).

Ao decorrer do tempo geológico, esta matéria orgânica tende a passar por processos de maturação, levando-a ao seu estágio de gás. Pode ocorrer tanto associado ao petróleo quanto de maneira individual, acumulando-se em estruturas geológicas denominadas *traps* (do inglês “*trap*”, “armadilha”), bem como em fraturas, falhas e em outras estruturas formadas pela interação entre rochas selante e reservatório de um sistema petrolífero (Luczynski, 2014). O gás natural é inodoro, incolor, inflamável e, em altas concentrações, asfixiante (Santos, 2002).

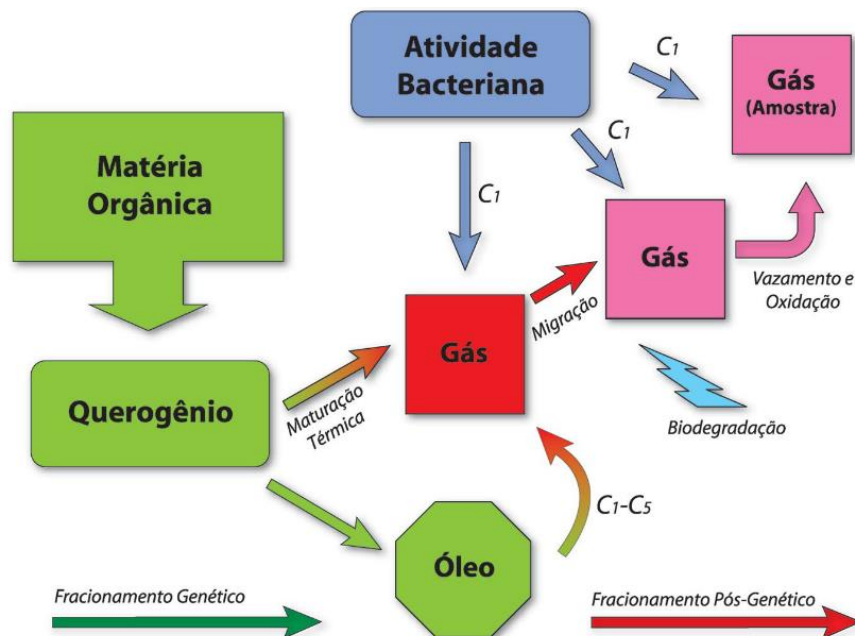


Figura 5.1: Cadeia de processos envolvidos para a geração do gás natural. Fonte: Santos Neto (2004).

<sup>3</sup> A conceituação completa dos querogênios será abordada no capítulo 10.

A geração do gás natural também segue a linha dos processos diagenéticos<sup>4</sup> ocorridos em uma rocha sedimentar, associada aos estágios da catagênese e da metagênese (Tissot e Welte, 1978), contemplando, assim, maiores chances de localização em altas profundidades nas bacias. Após o processo de migração para a rocha reservatório, o gás passa a sofrer influência da pressão parcial de vapor d'água existente no ambiente, provocando a mistura dos hidrocarbonetos – metano em grande quantidade, bem como menores concentrações de etano, propano e, em menor chance, butano – com os sais provenientes da água, sobretudo o cloreto de sódio (NaCl).

Tabela 5.1: principais componentes do gás natural.

<b>Componentes do Gás Natural (% em mol)</b>		
	<b>Campos de Gás Natural</b>	<b>Gás Natural Liberado do Óleo</b>
Nitrogênio	traços - 15%	traços - 10%
Dióxido de Carbono	traços - 5%	traços - 4%
Gás Sulfídrico	traços - 3%	traços- 6%
Hélio	traços - 5%	-
Metano	70 - 98%	45 - 92%
Etano	1 - 10%	4 - 21%
Propano	traços - 5%	1 - 15%
Butanos	traços - 2%	0,5 - 2%
Pentanos	traços - 1%	traços- 3%
Hexanos	traços - 0,5%	traços - 2%
Heptanos +	traços - 0,5%	traços - 1,5%

Fonte: Thomas (2004) apud Jacomo (2014).

Há 4 principais classificações para o gás natural, variando desde sua origem, processos naturais em subsuperfície, até a sua forma de tratamento industrial:

*a. Quanto à origem:* pode ser subdividido em gás biogênico e gás termogênico (Link, 1988). O primeiro é formado durante o estágio inicial da catagênese, em baixas temperaturas e profundidades de cerca de 90 m, tendo sua composição baseada em metano; já o segundo é derivado do estágio mediano da catagênese, em temperaturas e profundidades superiores às do biogênico, sendo composto por metano e hidrocarbonetos pesados. Mesmo diferenciados quanto à origem, ambos são quimicamente semelhantes.

<sup>4</sup> Os processos diagenéticos também serão abordados mais profundamente no capítulo 10.

b. *Quanto a ocorrência*: distinguido entre gás associado (úmido), mantido em solução com o petróleo em estado líquido ou na forma de uma capa de gás sobre o óleo, em gás não associado (seco), localizado em um reservatório com ausência de petróleo líquido ou água (ou em baixas concentrações) (Santos, 2002), e em gás condensado, sendo a transição entre o estado líquido e o gasoso do petróleo.

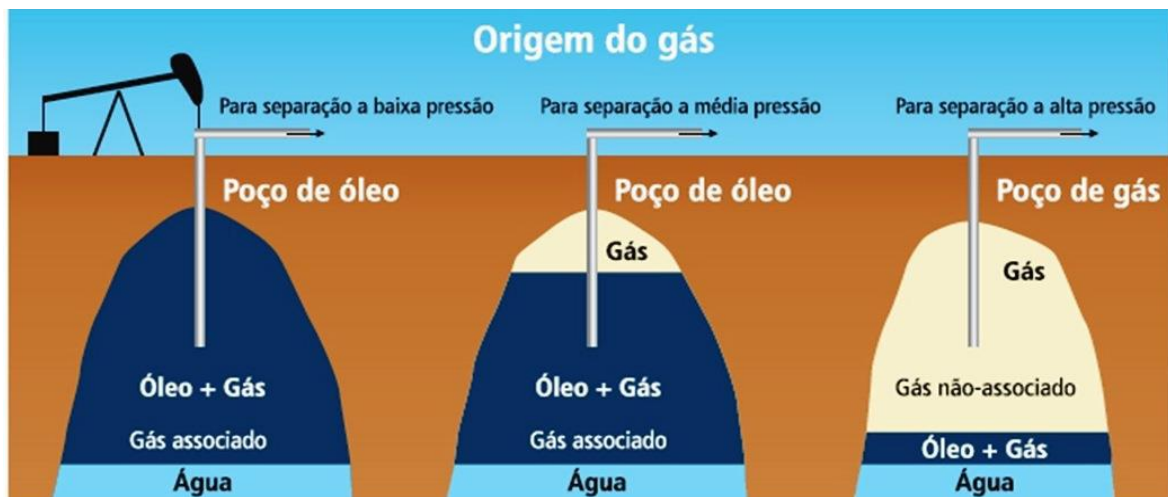


Figura 5.2: Ocorrências de gás em um sistema petrolífero convencional. Fonte: Fioreze et al. (2013).

c. *Quanto ao tratamento e recuperação*: classificação dada a partir da concentração de gás sulfídrico ( $H_2S$ ) em sua composição; quanto maior a concentração de  $H_2S$ , mais pesado será o gás (*sour gas*) e quanto menor a concentração do mesmo (*sweet gas*) mais leve será o gás, facilitando o seu tratamento e reduzindo sua concentração de poluentes.

d. *Quanto a sua densidade energética*: leva em consideração o seu poder calorífico superior (PCS), medida da quantidade de elementos pesados (butano, propano, etano, etc.) na composição do gás natural, classificando-o, em ordem decrescente de quantidade de elementos pesados, em A (alta), M (média) e B (baixa). Gases com alta concentração de elementos pesados possuem um alto PCS, apresentando uma elevada densidade energética; gases com quantidades reduzidas de elementos pesados possuem baixo PCS e, conseqüentemente, baixos valores de densidade energética. Esta classificação é aplicada para a determinação de uso energético final para o gás natural (Santos, 2002; Vaz et al., 2008).

## 5.2 A CADEIA DO GÁS NATURAL

A sequência de processos que engloba desde os primeiros estágios de prospecção para a detecção de potencial exploratório de um campo de gás natural até a sua distribuição para os consumidores finais é denominada de “cadeia do gás natural”. Esta cadeia se caracteriza pela interdisciplinaridade em seu estudo, com a cooperação de diversos profissionais para a sua construção, como geofísicos, geólogos, engenheiros, economistas, entre outros. Por esta rede integrada, o gás natural percorre diferentes etapas de beneficiamento industrial, como a odorização (acréscimo de compostos de enxofre a sua composição para diminuição do risco de asfixia) e redução de elementos nocivos ao meio ambiente e a qualidade do gás natural, como o enxofre, a água, o oxigênio e o hidrogênio. A cadeia do gás natural divide-se em: *upstream* e *downstream* (Santos, 2002).



Figura 5.3: Estágios da cadeia do gás natural e seus respectivos responsáveis. Fonte: Modificado de ANP (2008).

A etapa *upstream* corresponde as fases de exploração, desenvolvimento e produção do gás *onshore* (bacias continentais) ou *offshore* (bacias marítimas) (Santos, 2002). Inicia-se com o mapeamento de reservatórios por meio de dados geofísicos para localização e reconhecimento de possíveis estruturas acumuladoras de hidrocarbonetos. Com a declaração de reservas por métodos indiretos, segue-se a perfuração de poços para a comprovação e estimativa de volume de recurso (quantidade total existente na área), volume de recurso recuperável (parcela do recurso técnica e economicamente viável) e de reserva total recuperável (volume dos campos já descobertos e estimados somados aos campos ainda não descobertos, mas previstos) (Malagueta, 2009).

Segue-se o desenvolvimento do campo com a instalação da infraestrutura necessária para a produção do gás natural e recuperação do volume ainda em subsuperfície, como vasos separadores para a retirada de elementos líquidos como óleo e água, unidades de dessulfurização para extração de enxofre e estruturas para reinjeção do gás no *play*<sup>5</sup> para manutenção da diferença de pressão entre o reservatório e a superfície (processo denominado *gas lift*). O GN também pode ser aplicado como fonte para os sistemas de energia do campo de exploração e produção (Vaz et al., 2008).

A etapa *downstream* contempla o processamento e transporte do gás natural. Após os processos anteriores, o GN passa por uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) para a retirada do vapor d'água ainda presente e para a separação de elementos para geração de diferentes produtos, como: a) retirada do metano e etano para geração do gás natural processado e do metano para geração do gás seco, b) separação do propano e butano para composição do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e c) separação dos elementos com 5 ou mais carbonos em cadeia para a fabricação da gasolina natural (Santos, 2002).

Os produtos seguem para o transporte às unidades de distribuição e para os consumidores finais. A saída dos *plays* ocorre via dutos de cilindros de alta pressão os quais transportam o gás em forma de vapor comprimido (gás natural comprimido – GNC) ou por transporte hidroviário, ferroviário e rodoviário na forma de gás natural liquefeito (GNL). A escolha do modal de depende da realidade do campo de exploração e das condições das vias para o escoamento dos produtos. Em regiões onde os campos de gás estão distantes dos centros distribuidores, há maior implementação de cadeias de GNL, com a instalação de infraestruturas de liquefação, vaporização e estocagem.

---

<sup>5</sup> Acumulação de gás ou óleo que possui geologia, geografia e características temporais semelhantes em sua extensão (Basto, 2014).

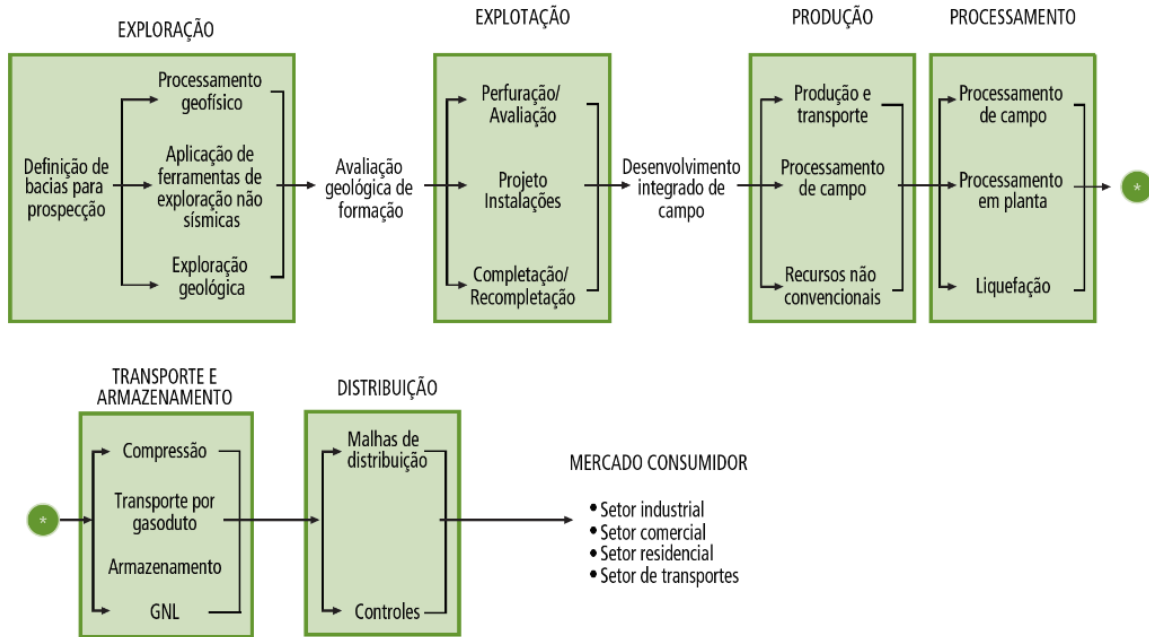


Figura 5.4: Diagrama completo da cadeia do gás natural. Fonte: Tolmasquim (2007).

Uma alternativa de transporte do gás dos campos é via eletricidade, seja pela produção elétrica próxima aos *plays*, com posterior distribuição por linhas de energia, ou por transporte via gasodutos ou GNL até centros de conversão de energia próximos a mercados consumidores (Santos, 2002). A distribuição do produto para os consumidores residenciais, comerciais ou industriais se dá, em grande maioria, por gasodutos ou, na inexistência destes, por GNL. Os gasodutos transportam o gás a uma pressão entre 4 e 20 atm e devem obedecer às especificações definidas em Lei, como o transporte do produto com odorização de enxofre (Vaz et al., 2008).

### 5.3 PANORAMA MUNDIAL E BRASILEIRO

A exploração de novas áreas para produção e a valoração econômica do GN está ligada diretamente ao desenvolvimento da indústria do petróleo (Perlotti, 2013). Contudo, este processo esbarra em barreiras econômicas e tecnológicas que vão desde dificuldades técnicas de transporte e armazenamento do gás para consumo a longo prazo até a quantidade de capital exigida para a sua execução, refletindo como entrave para a inserção completa desta fonte na matriz energética no contexto internacional.

Ainda assim, houve um notável crescimento pela demanda de GN no mundo, com a liderança de superpotências em pesquisas de desenvolvimento de novos usos para o recurso, além dos indicadores de vantagens ambientais devidos a sua baixa emissão de poluentes, se comparada a do petróleo bruto. Somando-se a isto, as constantes oscilações no mercado

financeiro que circundam a indústria do petróleo também contribuem para a elevação na procura do gás.

Esta mudança de paradigma é notada no crescimento das reservas mundiais de GN a partir dos anos 1970. Tais movimentos de alteração também refletiram nos centros produtores e mercados consumidores de gás – até 1970, os maiores produtores e consumidores eram, respectivamente, a União Soviética (URSS) e os países da América do Norte, havendo também produção em países africanos para consumo europeu. A partir de 1970, as maiores descobertas de campos de gás ocorreram em países do Oriente Médio, sem esquecer da expansão das reservas gasíferas da Argélia e de países do Leste Europeu, após a separação da URSS.

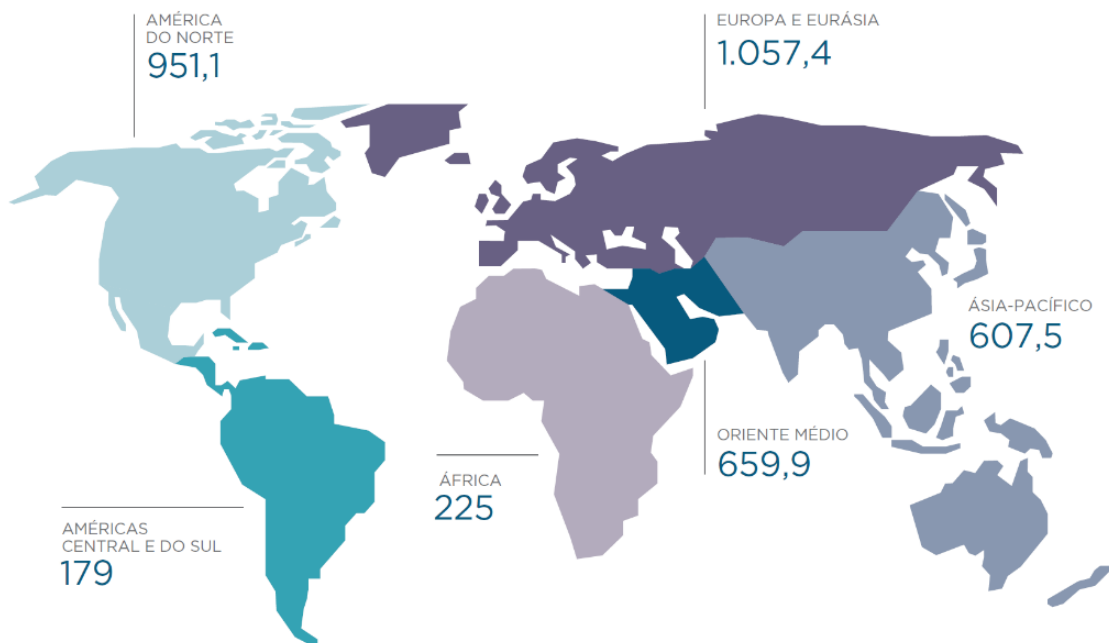


Figura 5.5: Atual produção de GN em bilhões de m<sup>3</sup> por região geográfica. Fonte: ANP (2018).

Com este cenário, até o ano 2000, os países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) dominavam 44,4% das reservas de gás natural do mundo. Atualmente, há expansão de reservas em centros afastados dos mercados ocidentais, como bacias *offshore* de águas profundas e/ou em regiões glaciais, e declínio das reservas de países desenvolvidos da América do Norte e Europa Ocidental (Santos, 2002; Vaz et al., 2008).

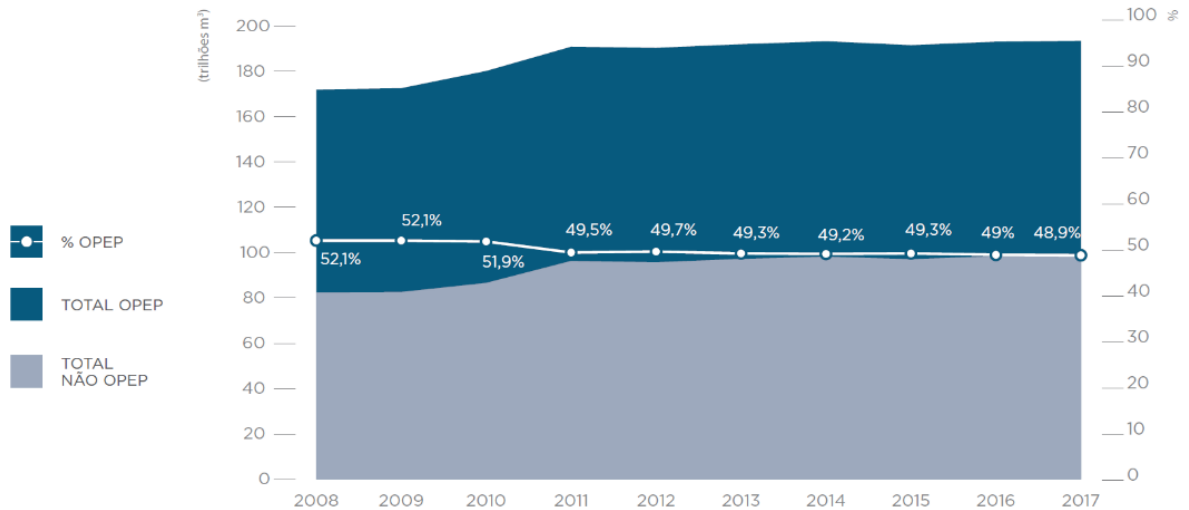


Figura 5.6: Evolução das reservas de gás de 2008 a 2017, entre membros e não membros da OPEP.

Fonte: ANP (2018).

Na América Latina, incrementação do uso do gás se deu pela liderança da Argentina, ainda com a existência de barreiras culturais, tecnológicas e financeiras ao desenvolvimento de mercados consumidores (Santos, 2002). No Brasil, pode-se notar que o país segue a tendência mundial quanto as aplicações industriais do GN, como na geração de energia elétrica em usinas termelétricas, as quais tomaram um importante papel no cenário energético nacional a partir da crise hídrica de 2001 (Martins e Fuser, 2016). O GN também é utilizado como fonte de geração de calor em residências, na indústria de cocção e como combustível veicular em algumas regiões metropolitanas. Boa parte desta demanda se deu pela instalação de dutos de transporte de gás que conectam o Sudeste brasileiro, principal região consumidora, a Bolívia, o denominado Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL).

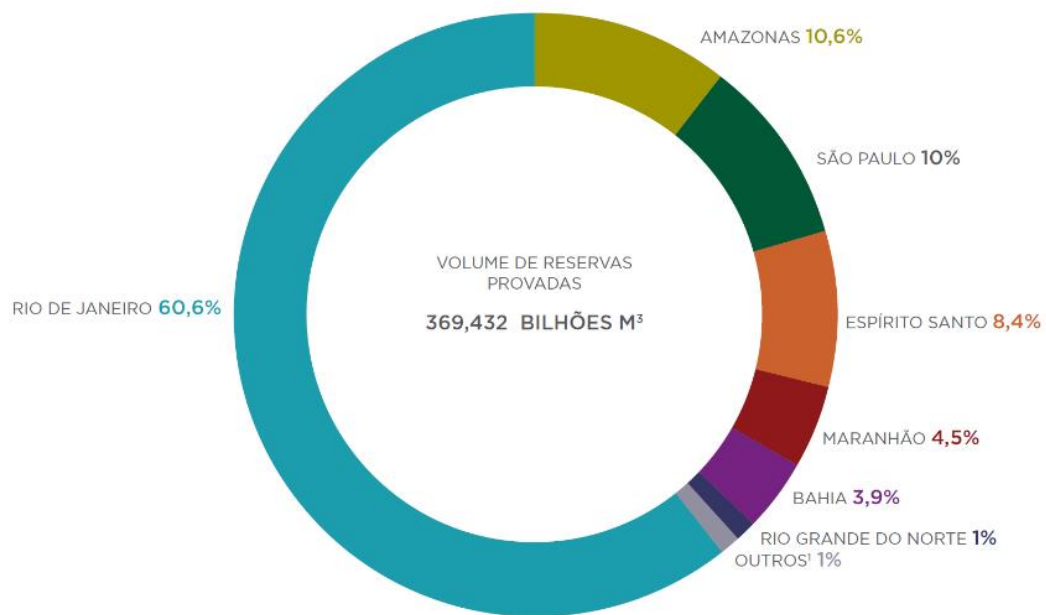


Figura 5.7: Volume de reserva de GN no Brasil por unidade da Federação até 2018. Fonte: ANP (2018).

#### 5.4 VANTAGENS E APLICAÇÕES

As principais fontes de energia consumidas no planeta giram em torno de derivados líquidos dos combustíveis fósseis de baixo °API<sup>6</sup>, resultando em elevadas emissões de gases do efeito estufa (GEE). Mesmo com o desenvolvimento de métodos de mitigação dessas emissões, como captura e armazenamento de carbono (CCS), endurecimento nas legislações e o gerenciamento de bolsas de taxas de carbono, como a Bolsa de Chicago (CCX), há uma crescente motivação para a substituição destas fontes por de menores emissões ou emissão zero de poluentes gasosos (Malagueta, 2009).

Neste contexto, o GN se destaca como substituto, ainda sendo um combustível fóssil. Estima-se que a aplicação do gás como fonte energética resulta em redução de 20 a 23% nas emissões de CO<sub>2</sub>, se comparado ao óleo combustível, e de 40 a 50% em comparação a queima de carvão (Santos, 2002). Há também a eliminação da emissão de enxofre, fuligem e redução na liberação de CO. Além disto, o gás natural leva vantagem sobre a energia nuclear, visto o seu risco ambiental de operações industriais inadequadas e a liberação de lixo radioativo ao meio sem o devido tratamento.

Pelo critério energético, o GN apresenta um alto rendimento se utilizado em equipamentos com baixo teor de oxigênio, controle e regulagem da combustão. Para geração

<sup>6</sup> Qualitativo desenvolvido pelo *American Petroleum Institute* para classificação de hidrocarbonetos.

de energia térmica, o gás pode apresentar queimas isenta de derivados tóxicos, com elevada eficiência e racionalidade energética<sup>7</sup>. Dado um maior controle de temperatura e diminuição no nível de impurezas do gás, seus produtos possuirão maior qualidade de fabricação e sofisticação, agregando maior valor a sua venda no mercado (Vaz et al., 2008; Santos, 2002).

Quanto a geopolítica, o GN é uma opção para países em desenvolvimento que buscam reformular sua matriz para fontes mais limpas e desenvolver sua economia pautada em médias empresas de serviços e distribuição, de menor demanda de energia para operação. Para Santos (2002), o GN implica na redução de dependência destes países em relação ao petróleo importado e permite a liberação do petróleo interno para a exportação, já que o óleo possui maior penetração nos mercados internacionais. Para o Brasil, tal movimento resultaria na redução dos altos investimentos na exploração petrolífera de bacias em águas profundas para consumo interno, modificando o foco para bacias terrestres potenciais para gás natural, como as bacias do Parnaíba, Solimões e Amazonas.

O gás natural se destaca pela sua versatilidade, dependendo de aspectos econômicos, políticos, culturais e ambientais para sua efetiva implementação como fonte energética. Santos (2002) e Vaz et al. (2008) destacam suas três principais aplicações:

#### **1.4.1 Como matéria-prima**

Direcionado às indústrias gasquímicas e fabricantes de fertilizantes, na aplicação de derivados como butano, propano e etano para a produção de amônia e metanol em países com altas quantidades de gás a preços baixos, como no Oriente Médio e Rússia. No Brasil, a indústria de destaque é a petroquímica, com a maioria da demanda voltada à produção de nafta e polietileno para plásticos e produtos de valor agregado.

#### **1.4.2 Para recuperação do petróleo**

Na modalidade de *gas lift*, o GN é reinjetado em poços de produção para manter a pressão do reservatório para extração do petróleo. Já na geração de energia, é aplicado em aparelhos para separação de HC, bombas e compressores. Em explorações *offshore*, o gás é aproveitado na sua primeira separação do óleo, quando o gás recuperado em alta pressão segue para o processamento, e na segunda separação, quando será reaproveitado em compressores. Havendo inexistência destes sistemas, o gás é queimado em torres na forma de tocha (*gas flare*).

---

<sup>7</sup> Conceito relacionado a aplicação otimizada de uma fonte de energia em um determinado fim para redução dos gastos com perdas energéticas. Será abordado com maiores detalhes no decorrer deste trabalho.

### 1.4.3 Como combustível

*a. Indústrias:* utilizado na geração de energia térmica para o beneficiamento de matérias-primas e geração de produtos pela eletrotermia<sup>8</sup>. Os benefícios vão desde redução de impactos com as emissões de gases, passando por excelência na regulagem e desempenho do gás como combustível e redução de custos com manutenção de equipamentos e estocagem. Os principais setores beneficiados com esta aplicação são a metalurgia, indústrias de fabricação de vidro, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose e cerâmica.

*b. Setor veicular:* aplicado como gás natural veicular (GNV), que consiste na compressão do gás em cerca de 220 atm e armazenamento em cilindros acoplados ao veículo já adaptado. Destaca-se pela baixa emissão de fuligem e enxofre, além do aumento da performance do veículo pela queima completa, reduzindo os custos de manutenção e aumento do intervalo entre as trocas de óleo. A inserção de GNV em grandes mercados se dá, preferencialmente, em frotas de alta circulação como taxistas, ônibus e ambulâncias, visto sua alta rotatividade, necessidade de eficiência de combustível e o constante reabastecimento.

*c. Residências e comércios:* o GN é utilizado para a geração de energia térmica em sistemas de refrigeração, fornos, incineradores e caldeiras, fogões, secadores e condicionadores de ar, de modo similar a eletricidade. No Brasil, a substituição residencial de sistemas elétricos por GN se iniciou na instalação de chuveiros a gás, com redução de consumo energético e de custos para os consumidores a longo prazo. Para o setor comercial, sua aplicação está em hotéis, restaurantes, supermercados, *shoppings*, hospitais, universidades, com variações de demanda energética em cada caso.

*d. Na geração de eletricidade:* em certos países, a geração elétrica se dá por caldeiras acopladas a turbinas a vapor com carvão ou óleo como combustível. Para atender demandas de pico, são instaladas unidades de geração movidas a gás, também aplicado na queima das caldeiras. A geração termelétrica ganha destaque por ser viável dada a redução de impactos ambientais como energia alternativa, se comparada fontes como a nuclear, além de possuir plantas de construção barata, rápida, de alta confiabilidade e eficiência se comparadas as demais.

*e. Na cogeração:* produção combinada de energia elétrica (por meio de energia mecânica) e de energia térmica (produção de calor e frio) a partir de uma única fonte de combustível. Aplicada em empresas com caldeiras de geração a vapor, pois o GN é direcionado para as turbinas e a

---

<sup>8</sup> Aquecimento de processos industriais ou geração de vapor por eletricidade, com a substituição de eletricidade nos processos e aumento de eficiência.

eletricidade gerada pode ser vendida para companhias elétricas, repassando-a ao consumidor. Os sistemas de cogeração são menores que unidades termelétricas e a energia térmica pode ser recuperada na refrigeração do sistema ou por gases de escapamento. Uma planta de cogeração apresenta eficiência de 80 a 85%, enquanto uma termelétrica varia entre 50 a 55% e uma planta elétrica convencional apresenta 30 a 40% de eficiência.

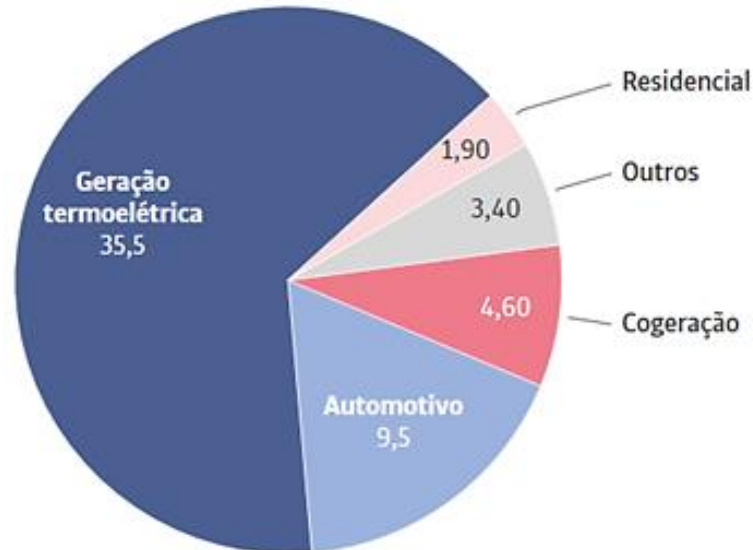


Figura 5.8: Consumo brasileiro de GN em porcentagem, por setor, no primeiro semestre de 2018.

Fonte: ABEGAS (2018) apud ANACE (2018).

## 6 RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS E NÃO CONVENCIONAIS

### 6.1 DIVERSIDADE DE CLASSIFICAÇÕES

A acumulação de HC nas bacias sedimentares se dá segundo a estruturação geológica dos sistemas petrolíferos. Estes sistemas são compostos, em sua maioria, pelas rochas geradora, reservatório e selante, bem como por trapas estruturais, estratigráficas ou mistas, todos definidos e identificados. Contudo, podem haver variações nestas configurações, dando origem a sistemas petrolíferos distintos, gerando recursos também distintos dos tradicionais (Luczynski, 2014).

Dependendo do foco da campanha exploratória, diferentes caracterizações podem ser realizadas em um reservatório para classificá-lo do modo mais coerente o possível ao objetivo esperado, fazendo uso de técnicas como o estudo de atributos físicos das rochas por modelagens geofísicas, caracterização por análise de dados geoquímicos ou por pesquisas em escalas mais amplas, englobando eventos tectônicos e configurações similares.

Os estudos destes diferentes ambientes geológicos elucidaram características que interferem diretamente nas possibilidades de produção e determinaram suas subdivisões em dois tipos: reservatórios convencionais (com recursos convencionais) e reservatórios não convencionais (com recursos não convencionais). Esta será a classificação<sup>9</sup> para reservatórios abordada durante todo o trabalho, mas é importante salientar que esta não é a única classificação possível para reservatórios em sistemas petrolíferos.

Dentro da classificação em convencional e não convencional não há consenso de definições – podem haver classificações quanto a parâmetros físicos das rochas, quanto a densidade dos recursos no reservatório (recursos de alta densidade tendem a ser classificados como não convencionais), quanto a parâmetros técnicos de recuperação (a exploração de reservatórios convencionais se dá por recuperação primária ou secundária, enquanto a de reservatórios não convencionais se dá por recuperação avançada ou terciária) (Laherrere, 2001), a viabilidade logística do local de exploração (reservatórios em regiões glaciais são classificados como não convencionais), a viabilidade ambiental e, sobretudo, a viabilidade econômica, a qual tende a variar de acordo com o período temporal tomado (um reservatório economicamente inviável nos anos 50, após o avanço tecnológico, pode ser classificado hoje como convencional) (Luczynski, 2014; Malagueta, 2009).

---

<sup>9</sup> As definições técnicas de conceitos como porosidade e permeabilidade para a classificação de reservatórios serão abordadas no capítulo 8.

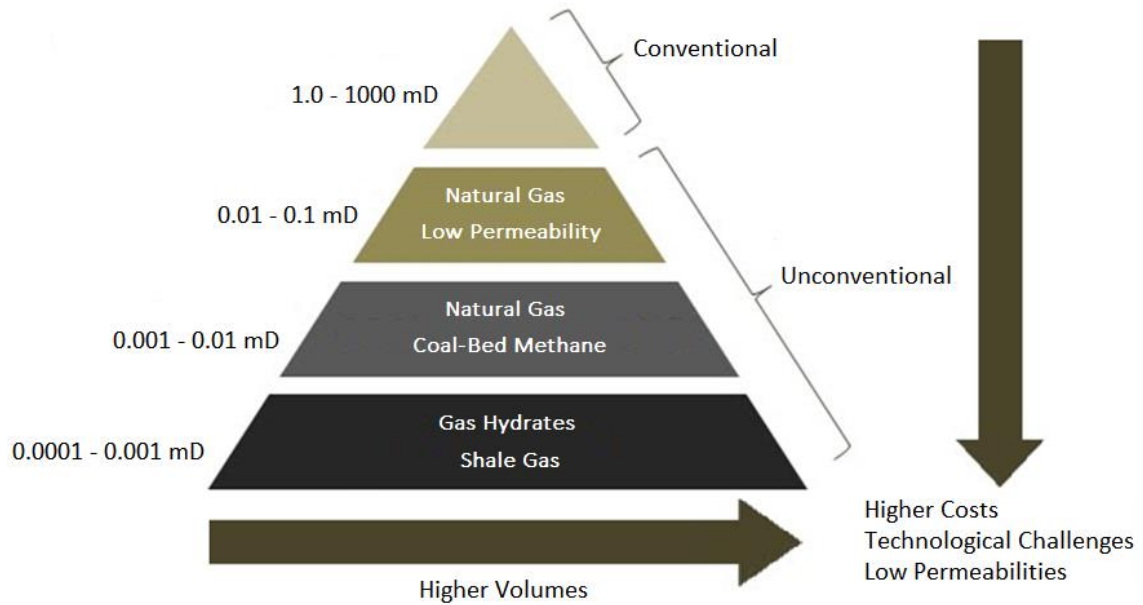


Figura 6.1: Pirâmide de recursos convencionais e não convencionais relacionados a seus respectivos volumes e fatores de recuperação. Fonte: Modificado de Holditch (2007).

## 6.2 RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS

Para haver constatação de um reservatório convencional, o ambiente geológico deve obedecer a certas características, como a existência de uma rocha geradora (rocha-mãe) com acumulação de matéria orgânica e exposta a processos de maturação termal de maneira adequada. Para que seu produto não sofra uma maturação excessiva, estes processos devem ocorrer em temperaturas específicas; caso sejam ultrapassadas, pode resultar na destruição dos HC. Geralmente, a rocha geradora pode ser carbonática, como o calcário, ou argilosa, como o folhelho (Luczynski, 2014).

Rochas com porosidade e permeabilidade que permitam a migração e acumulação dos hidrocarbonetos devem suceder a rocha geradora. Estas rochas reservatórios são, em maioria, arenitos e rochas carbonáticas<sup>10</sup>. Além destas, a presença de rochas com permeabilidade extrema – as rochas selantes, como rochas evaporíticas e lamosas (gipsita, halita, anidrita e folhelho) – interrompe o processo de migração que se dá para dentro e através da rocha reservatório, o que permite a acumulação do petróleo em arranjos geométricos com variadas formas, as trapas (Luczynski, 2014).

<sup>10</sup> Consideradas os melhores reservatórios de HC.

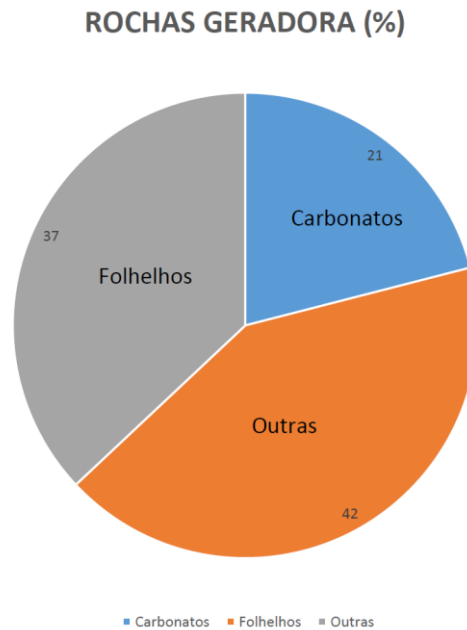


Figura 6.2: Porcentagem das litologias potenciais a rochas geradoras de HC. Fonte: Luczynski (2016).

Estas características contemplam o conceito de acumulação com potencial comercial, mas é importante citar que a detecção de uma bacia sedimentar não significa a descoberta de uma provável jazida petrolífera (Magoon e Dow, 1994; Milani et al., 2001; Thomas, 2004); é preciso que as configurações anteriores sejam satisfeitas para tal constatação. Os reservatórios convencionais ocorrem tanto em ambientes marinhos quanto terrestres (EPE, 2014) e passam por vários estágios até se tornarem efetivamente produtivos.

A primeira etapa consiste na prospecção geofísica da área, com aplicação de metodologia indireta de coleta de dados para o imageamento da subsuperfície da bacia, com a aplicação de métodos potenciais e aquisições sísmicas, sendo o principal método utilizado na prospecção. Segue-se a perfuração de poços, com métodos de aproveitamento da energia primária dos reservatórios, excluindo intervenções químicas ou termodinâmicas (Jacom, 2014) e a produção do petróleo e seus derivados em refinarias, para posterior comercialização.

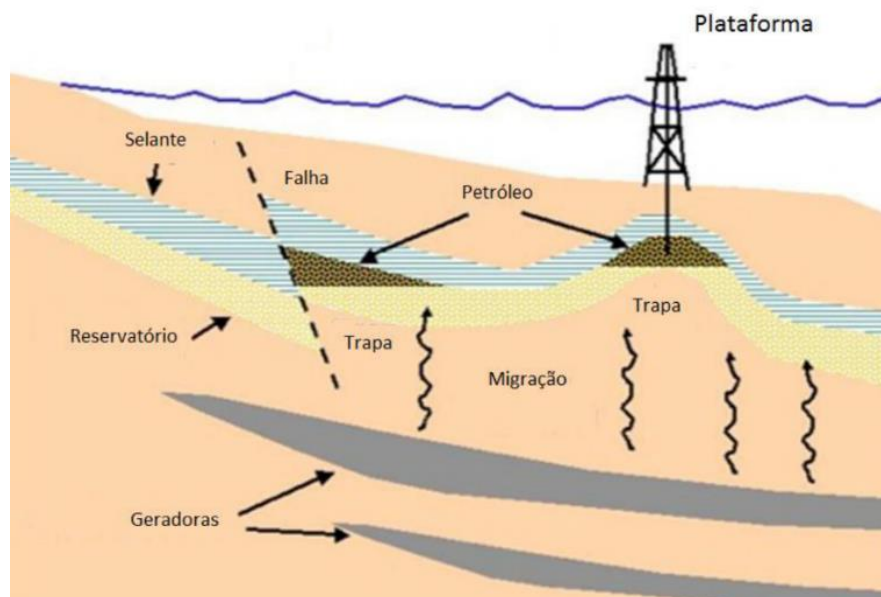


Figura 6.3: Conjunto simplificado de sistemas petrolíferos convencionais. Fonte: Modificado de MSSA (2014) apud Luczynski (2016).

### 6.3 RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

O conceito de recurso não convencional corresponde a produtos retirados de bacias sedimentares com sistemas petrolíferos de características diferentes dos convencionais, dada a falta de estruturação geológica adequada e ausência de eventos primordiais para acumulação esperada de HC (Jacom, 2014), como do processo de migração devido à baixa permeabilidade<sup>11</sup> da rocha geradora (variando entre 1 mD a 0,0001 mD, enquanto a permeabilidade comercial oscila de 10 mD a 100 mD), dificultando a conexão entre os poros da rocha para a movimentação sincronizada do HC em direção a rocha reservatório.

Assim, a rocha geradora se torna o reservatório com a acumulação efetiva nos microporos e nas microfraturas da rocha pelo processo de adsorção (Monteiro, 2013). Em termos gerais, este tipo de ocorrência se dá em maior número nos folhelhos, as quais representam cerca de 50% das rochas sedimentares mapeadas, além de armazenarem uma alta quantidade de HC em relação aos reservatórios convencionais.

<sup>11</sup> A unidade de permeabilidade (mD) será detalhada no capítulo 8.

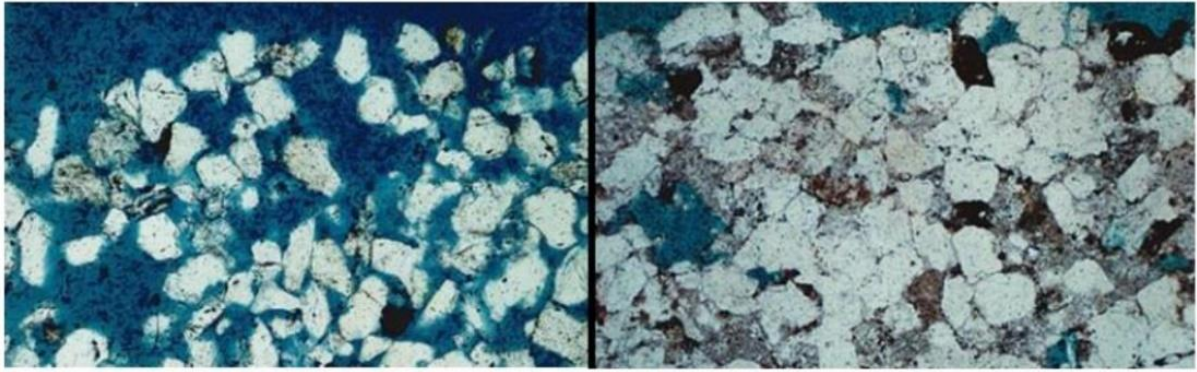


Figura 6.4: A esquerda, um reservatório convencional. A direita, um exemplo de reservatório não convencional. Os poros estão coloridos em azul. Fonte: Modificado de Naik (2003).

Por não alcançarem vazões de HC economicamente viáveis, os processos para exploração de RNCs são mais intensos e invasivos, potencializando riscos socioambientais (EPE, 2014); destacam-se a perfuração direcional, perfuração em blocos e o fraturamento hidráulico (Basto, 2014). Apesar de divergências quanto a exploração e produção em RNCs, sua procura tem se intensificado devido a qualidade dos seus recursos e seu maior volume se comparado aos convencionais, bem como pelas constantes crises ocorridas nas potências petrolíferas, já que as reservas se localizam distribuídas mundo afora.

Luczynski (2014) e SBGF (2014) classificam os RNCs em:

- a. *Tight Gas (Oil)*: respectivamente, gás e óleo em litologias (geralmente arenitos) de permeabilidade extrema.
- b. *Coal Bed Methane (CBM)*: metano acumulado em camadas de carvão pelo processo de carbonificação, refletindo na adsorção dos gases liberados nos processos pelos microporos do carvão (Santos, 2017).
- c. *Areias Betuminosas (Oil Sands)*: o petróleo maduro sofre degradação próximo a superfície, acumulando-se em formações arenosas em solução. O Canadá é o principal expoente na produção deste recurso, a partir de sua transformação em gasolina.
- d. *Hidratos de Gás (Clatratos)*: compostos de água e metano aprisionados em cristais de gelo, possuem dificuldades técnicas quanto ao seu manuseio que, se realizado de maneira inadequada, pode causar graves acidentes. Pesquisas revelam alta concentração de jazidas mundo afora, além de seu alto potencial energético.
5. *Shale Oil (Gas)*: respectivamente óleo e gás em folhelho, são gerados na rocha que dá nome ao recurso e se acumulam em seus poros graças a sua permeabilidade extrema. Seu principal

produtor são o EUA pelo emprego do fraturamento hidráulico na sua exploração. No Brasil, são novas fronteiras exploratórias devido à sua ocorrência em bacias do país e pela possibilidade de inserção na matriz energética, elevando o *status* do gás natural no panorama nacional.

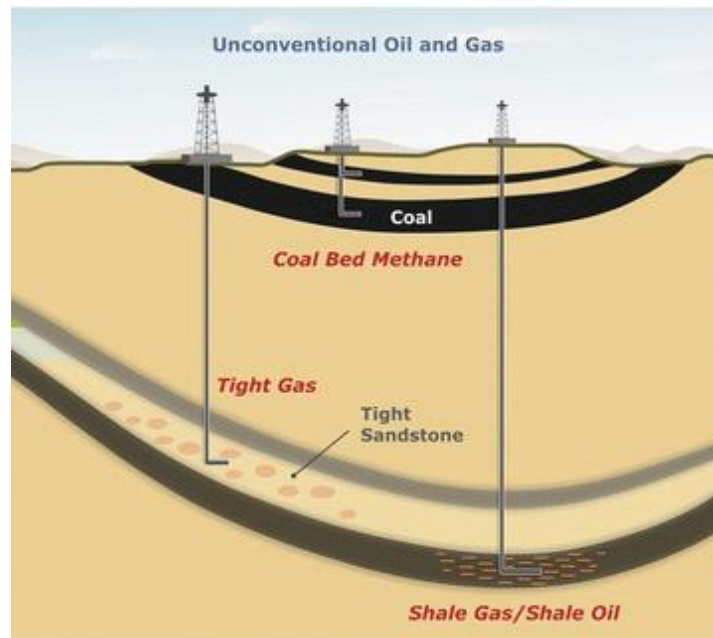


Figura 6.5: Conjunto simplificado de sistemas petrolíferos não convencionais. Fonte: Van Basshuysen (2015).

## 7 GÁS EM FOLHELHO

### 7.1 ORIGEM, COMPOSIÇÃO E ÁREAS DE OCORRÊNCIA

O gás em folhelho, (do inglês, *shale gas*), é um recurso fóssil presente em folhelhos (*shale*), cuja tradução equivocada e sua semelhança visual propiciou sua relação com a rocha metamórfica xisto (*schist*), resultando na denominação de “gás de xisto”. É geralmente um gás seco, não associado e composto essencialmente por metano. É o recurso não convencional com maior destaque econômico, político e ambiental no panorama mundial (Monteiro, 2013).

O folhelho é uma rocha sedimentar lamosa, detrítica e de granulometria fina (alto grau de compactação de sedimentos), composta por minerais de quartzo, feldspato, filossilicatos e sedimentos tabulares dos tamanhos silte e argila, com predominância de argila entre 40 e 90% de sua composição (Schon, 2015), interferindo em sua permeabilidade absoluta, fazendo-a variar entre 0,000001 mD e 0,0001 mD (ou 1 nD e 100 nD) (King, 2012). É a rocha sedimentar de maior ocorrência no mundo.



Figura 7.1: Amostra de folhelho da formação Barreirinha, bacia do Amazonas. Foto: Reprodução de Jaime Eiras.

Além da permeabilidade extrema, o folhelho possui como características uma alta acumulação de MO, resultando em teor de Carbono Orgânico Total (COT)<sup>12</sup> entre 1 e 10%, deposição sedimentar em camadas laminares e a propriedade de fissilidade: a partição facilitada da rocha se dá em placas de superfícies planas, aproximadamente paralelas e finamente

---

<sup>12</sup> Conceituação referente no capítulo 10.

espaçadas (Bates e Jackson, 1987), diferenciando os folhelhos das demais rochas argilosas (Underwood, 1967).

A geração de folhelhos se dá, preferencialmente, em locais de baixo gradiente de energia, como zonas de aluvião e em bacias de águas profundas (Basto, 2014), onde predominam sedimentos bem selecionados e transportados por suspensão. Para acumulações convencionais de HC, os folhelhos são tomados como rochas geradoras ou selantes, devido a sua permeabilidade extrema, sendo esta propriedade responsável pela acumulação dos fluidos nos poros da rocha, impedindo a migração do mesmo para uma rocha reservatório. Deste modo, o folhelho passa a atuar como rocha reservatório do sistema.

As classificações desta rocha como geradora/reservatório variam de acordo com sua origem, composição e comportamento frente aos processos de perfuração aos quais pode ser submetida (Duarte, 2004). Contudo, na maioria das análises, um folhelho gerador típico registra uma boa porcentagem de COT, coloração escura, baixa permeabilidade e porosidade e camadas bem estratificadas (Ayers, 2005).

A geração do GF é similar à do GN convencional, com sua passagem pelos estágios diagenéticos refletindo em sua composição – altos teores de metano termal, com baixíssimas frações de outras parafinas. Sua diferenciação está no processo de migração, pois a baixa permeabilidade da rocha confina os HC em seus poros com o aumento de temperatura e pressão em seu interior. Boa parte do gás resultante é termogênico (pico de geração durante a catagênese), seco e não associado (Luczynski, 2014).

O GF pode ser encontrado de maneira livre nos depósitos ou adsorvido nas argilas e no querogênio da composição, bem como nas lentes clásticas e carbonáticas presentes na rocha. Este fato justifica o decaimento característico de produção do gás em folhelho após o primeiro ano de extração do recurso: o gás que livre é produzido rapidamente, enquanto o gás adsorvido leva mais tempo para ser extraído e produzido (Mello Júnior, 2015).

As ocorrências de reservas potenciais para este recurso se dão, preferencialmente, em bacias sedimentares de origem paleozoica, nas quais se localizam a maioria dos *plays* de GF (Basto, 2014). Além da origem, há outros fatores que implicam na estimativa de recursos, como a recuperação, quantidade de gás que poderá ser extraída do local, já que boa parte permanecerá inviável para extração, auxiliado pela aquisição de dados sísmicos e pela perfilagem de poços no *play*.

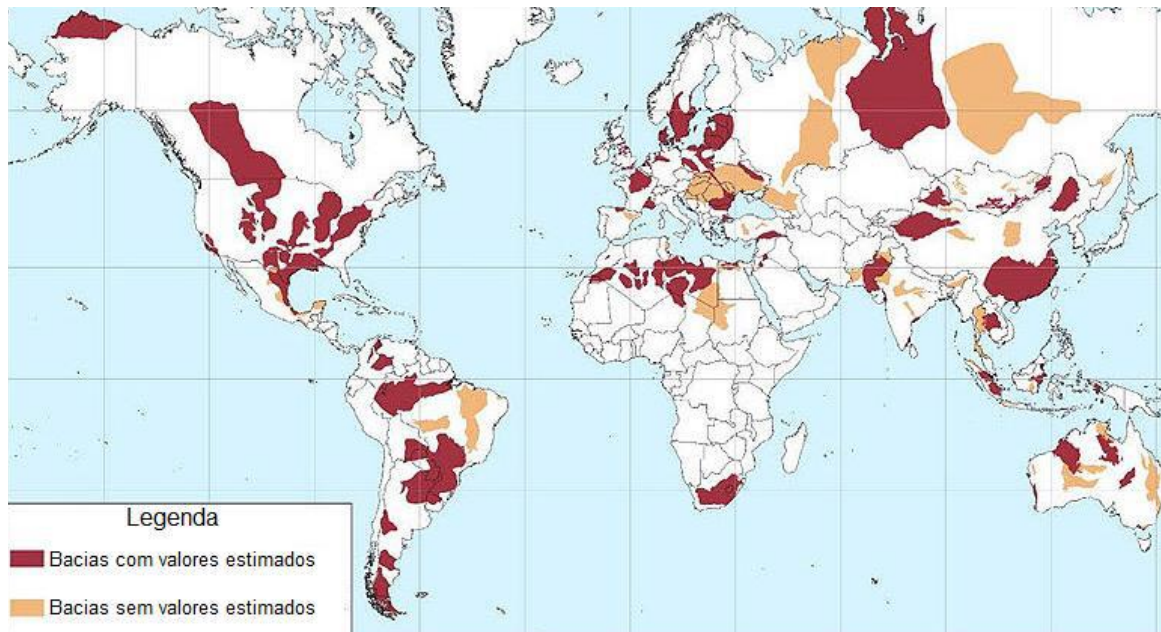


Figura 7.2: Distribuição das ocorrências de gás em folhelho pelo mundo. Fonte: EIA (2013).

## 7.2 IMPORTÂNCIA MUNDIAL ESTRATÉGICA

O mercado norte-americano possui vanguarda na produção de pesquisa e estímulo a exploração de GNCC, pois o gás em folhelho foi o grande precursor do aumento da oferta do recurso no país. Além disto, o planejamento de pesquisas e viabilização de projetos em fontes como o *tight gas* e o *coalbed methane* existem há mais de duas décadas, refletindo na diminuição gradual do preço do gás em seu mercado interno. Segundo estimativas, as principais reservas de GF estão localizadas na China, seguida dos EUA, Argentina e México (ANP, 2012).

Os EUA exercem liderança na produção do GF devido a intensificação de sua produção durante a segunda metade da década de 2000, crescendo rapidamente cerca de 4,5% a.a. durante os anos de 2005 e 2010, quando o patamar de exploração chegou a atingir 144 bilhões  $m^3$  (bcm ou  $Bm^3$ ). Considerando todos os tipos de recursos não convencionais, o país projeta produzir cerca de 90 pés cúbicos de gás natural por dia até o ano de 2020 (Outlook, 2017).

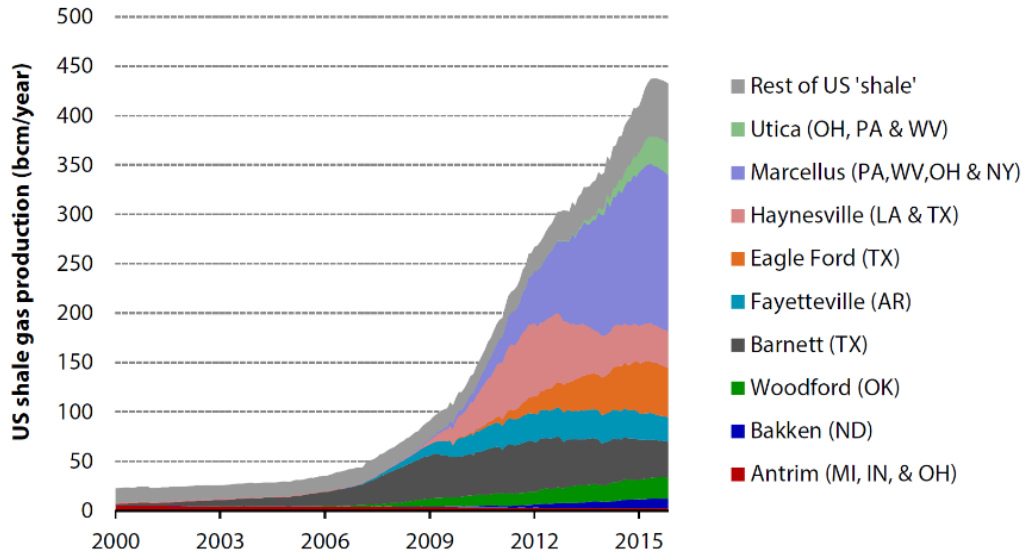


Figura 7.3: Produção de GF nos EUA por *play*. Fonte: EIA (2015) apud CCC (2016).

As principais reservas de GF nos EUA estão localizadas no folhelho mississipiano *Barnett*, na Bacia *Forth Worth*, Texas, um reservatório microfraturado o qual serve de base para aplicação do fraturamento hidráulico e de estimativa de recursos para a maior parte dos RNCs dos EUA e do mundo (Montgomery, 2005). Há também explorações no folhelho *Marcellus*, na Bacia *Appalachian*, e nos arredores de Nova York, resultando em conflitos urbanos como posse inapropriada de terras, restrições ambientais e discussão de direitos entre os detentores e exploradores minerais (Hill et al., 2004).

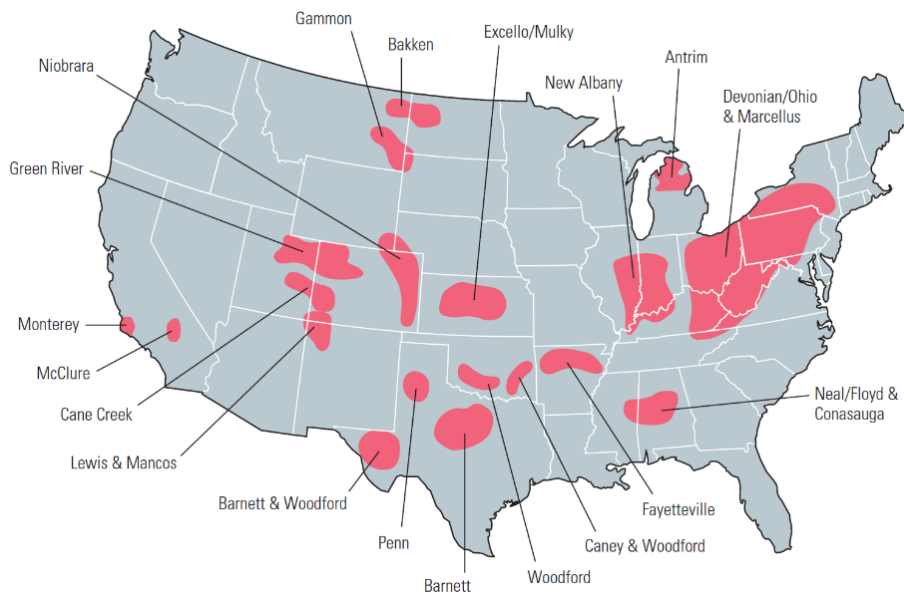


Figura 7.4: Distribuição das formações com GF nos EUA. Fonte: Boyer et al. (2006).

A existência de vantagens políticas, econômicas, ambientais e geográficas são de suma importância na atração de investimentos para a produção deste recurso, como a proximidade do reservatório de áreas com estrutura de escoamento e a possibilidade de atingir as metas dos principais acordos de redução na emissão de GEE, vinculado ao carbono emitido na atmosfera, devido a reação de combustão de combustíveis fósseis (Jacomo, 2014).

O desenvolvimento de empresas para produção do GF depende de como cada região se projeta em um cenário de segurança energética, a partir da gestão de forças de um governo para captação e gerenciamento de investimentos em pesquisa (Basto, 2014). A China, sendo detentora da maior reserva de gás em folhelho do mundo, investe na aquisição de empresas que possuem técnicas mais avançadas que as utilizadas na produção dos EUA.

Segundo Basto (2014), a segurança energética dos EUA está baseada em três princípios fundamentais: a) ampliação e proteção das reservas de produção na própria indústria nacional, b) forte atividade externa, garantia de acessos a reservas fora dos perímetros nacionais para as empresas americanas e c) garantia de abastecimento de combustível ao seu mercado industrial interno. Desde a década de 70, período das duas grandes crises do petróleo e de declínio nas produções internas de óleo e gás dos EUA, a prioridade é o apoio à novas fronteiras exploratórias, com tomadas de ações se dividindo na procura de reservatórios *offshore* e novos reservatórios não convencionais.

Isso cria um patamar de custos em relação aos investimentos: o projeto é viável quando o preço do óleo e do gás estão bem valorizados. A oscilação dos preços dos derivados de petróleo está relacionada a capacidade de oferta dos países da OPEP em conjunto as estratégias de controle de produção. As estratégias adotadas objetivam a manutenção dos preços na indústria, estabelecendo uma margem sólida de venda dos seus produtos e, assim, uma boa renda petrolífera (Monteiro, 2013).

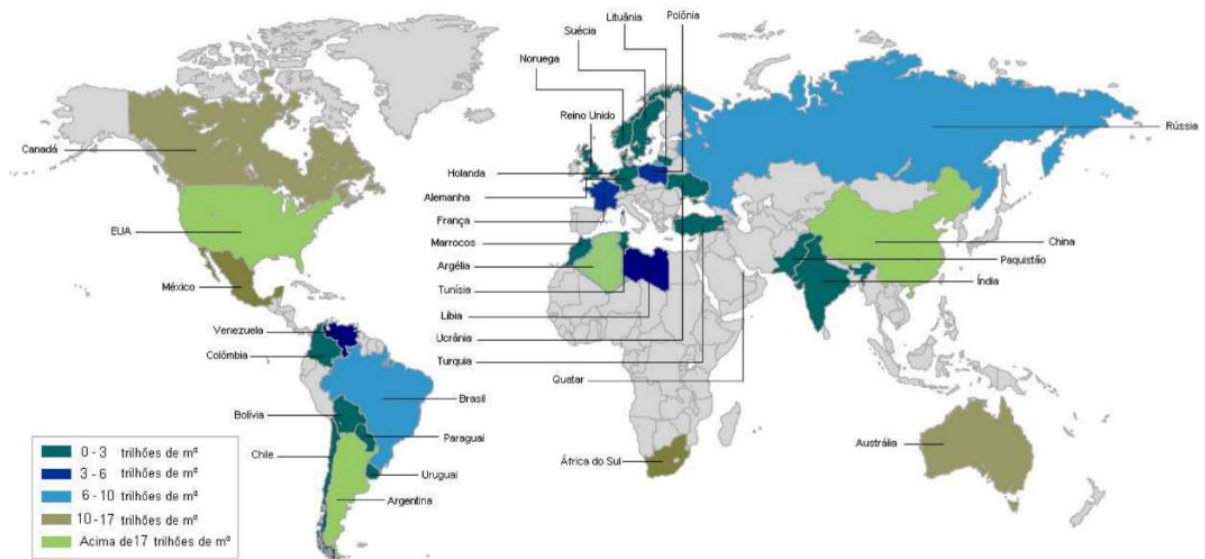


Figura 7.5: Atual volume das principais reservas tecnicamente recuperáveis de GF. Fonte: Palácios et al. (2013).

### 7.3 POTENCIAL BRASILEIRO

Regiões potenciais para a exploração de gás em folhelho no Brasil encontram-se distribuídas em todo o território nacional. A ANP indica que as bacias brasileiras de principais ocorrências de GF são: Amazonas, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo e São Francisco, com destaque especial para os estados do Amazonas, Paraná, Bahia e Mato Grosso do Sul (Taioli, 2013; Lenhard et al., 2015).

Por razões históricas, políticas e, sobretudo, econômicas (proximidade ao mercado consumidor final), a exploração de gás em folhelho se manteve restrita ao eixo Sul-Sudeste, sobretudo na bacia do Paraná, com poucos dados geológicos e geofísicos colhidos em outras bacias sedimentares do país (SBGF, 2014).

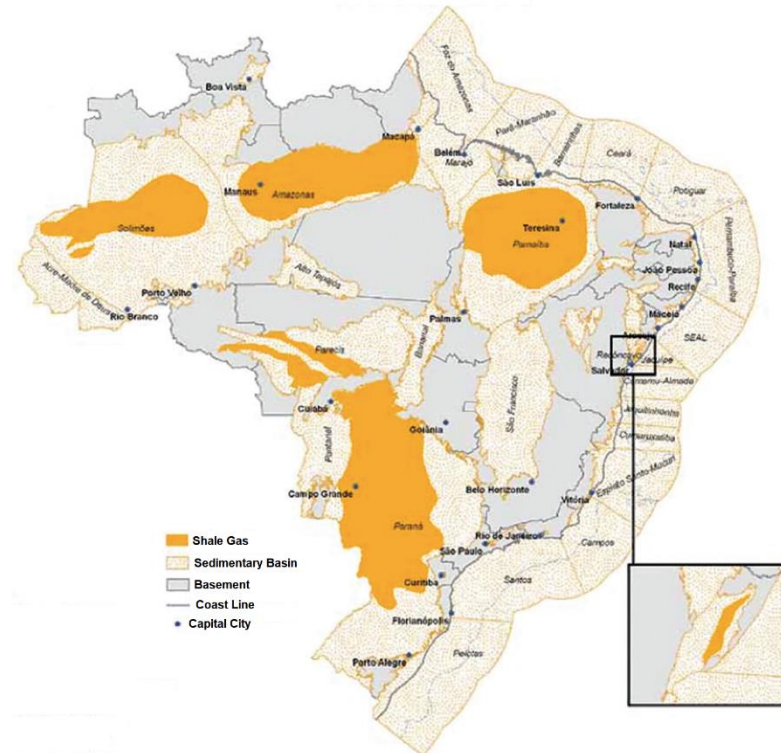


Figura 7.6: Em laranja, os *plays* nacionais com ocorrência de GF. Fonte: Modificado de EPE (2014).

Estima-se que o volume recuperável de gás em folhelho na bacia do Paraná gire em torno de 6,4 trilhões de m<sup>3</sup> (226 trilhões de pés cúbicos), o que colocaria o país como a nona maior reserva deste recurso mundo. Seu volume total de gás estimado é 25,7 trilhões de m<sup>3</sup> (906 trilhões de pés cúbicos) (Lenhard et al., 2015; Brasil, 2012). Devido a este potencial, a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) instalou na cidade de São Mateus do Sul (PR) uma Unidade de Operações e Industrialização do Xisto (SIX), em 1959, após projeto piloto desenvolvido no município de Tremembé, Vale do Paraíba (SP), em 1954.

Vale ressaltar que a designação do gás como “gás de xisto” e sua conseqüente reprodução pelas denominações dos projetos de exploração e produção se manteve por questões comerciais. O primeiro módulo de funcionamento da unidade entrou em operação em 1972, com a inauguração do segundo módulo em 1991, com a consolidação da tecnologia PETROSIX (PETROBRAS, 2018).

Hoje, a PETROBRAS extrai dos folhelhos betuminosos da formação Ponta Grossa<sup>13</sup>, na bacia do Paraná, óleo, gás, água e compostos sólidos com alto teor de carbono, por meio de processos de altas temperaturas. Esses compostos são utilizados na produção de derivados

<sup>13</sup> Unidade sedimentar devoniana, de origem marinha, com 400 a 500 metros de espessura, a uma profundidade de a cerca de 3.500 metros (Cava, 2014).

energéticos do petróleo, como o gás em folhelho, GLP, óleo combustível e nafta, bem como derivados não-energéticos (ANP, 2018).

O volume de GF processado no polo de São Mateus do Sul sofreu grandes variações ao decorrer dos anos, sobretudo a partir de 2013, quando a exploração não convencional no Brasil foi embargada por uma Moratória Ambiental<sup>14</sup>. O ápice de produção dos últimos dez anos ocorreu em 2010, quando foram processadas 16.992 toneladas de gás; já o menor índice foi registrado em 2017, com produção de 4.238 toneladas, redução de 17, 9% em relação ao volume processado em 2016, que foi de 5.162 toneladas (ANP, 2018).

Tabela 7.1: série histórica da produção total de GF no Brasil.

ESPECIFICAÇÃO	UNIDADE	VOLUME DE XISTO BRUTO PROCESSADO E PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE XISTO										17/16 %
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Xisto bruto processado	t	1.925.285	2.117.820	2.069.197	1.579.347	1.732.378	1.458.191	1.655.484	1.696.947	1.554.895	1.514.187	-2,62
<b>PRODUTOS OBTIDOS</b>												
<b>Energéticos</b>												
Gás de xisto	t	13.087	14.314	16.992	13.128	10.619	8.109	8.424	7.752	5.162	4.238	-17,90
GLP <sup>1</sup>	m <sup>3</sup>	18.529	27.044	26.761	18.766	24.122	21.563	25.419	24.164	20.663	17.163	-16,94
Óleo combustível	m <sup>3</sup>	155.691	270.576	281.779	213.014	244.754	216.689	237.961	219.913	217.955	346.022	58,76
<b>Não energéticos</b>												
Nafta <sup>2</sup>	m <sup>3</sup>	37.725	40.809	42.536	33.112	31.689	24.001	28.512	25.824	29.813	32.117	7,73
Outros não energéticos <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	2.349	1.548	3.145	3.418	2.587	2.374	1.932	296	-	-	..

Fonte: ANP (2018).

Além da PETROBRAS, outras empresas passaram a disputar o potencial para gás em folhelho da bacia do Paraná, como no arremate, em 2015, de quatro blocos exploratórios pelo consórcio formado pelas empresas Companhia Paranaense de Energia (COPEL), Petra Energia, Bayar Empreendimentos e Participações e Tucumann Engenharia e Empreendimentos, com o objetivo de explorar o *play* Barra Bonita, no município de Pitinga, com existência de gás na formação Ponta Grossa. O consórcio enfatizou a necessidade de estudos de viabilidade para entender o real potencial da região e todas as implicações econômicas, técnicas e ambientais de uma futura exploração não convencional (Cava, 2014).

<sup>14</sup> A Moratória Ambiental e suas implicações serão apresentadas no capítulo 13.

## 8 TÉCNICAS PARA RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Os RNCs exigem técnicas mais apuradas das aplicadas, em geral, na maioria das campanhas exploratórias. Isto engloba desde a prospecção na área, com a aplicação de métodos geofísicos de alta resolução e, conseqüentemente, mais caros e com necessidade de tecnologia e de profissionais especializados para cobrir a maior parte dos objetivos possíveis, quanto na parte da exploração e recuperação dos recursos, com processos industriais de maior envolvimento de conhecimentos das engenharias e de grande impacto ambiental. É crescente a aplicação da interdisciplinaridade para o entendimento de reservatórios não convencionais (Singleton, 2019).

### 8.1 PROSPECÇÃO GEOFÍSICA

É de extrema necessidade o estudo das propriedades físicas das rochas para uma efetiva caracterização de um RNC, como o entendimento do comportamento geomecânico a partir de análises de composição litológica, de propriedades de reservatório como a porosidade, permeabilidade e volume de fluido nos poros da rocha, além da reconstrução da história tectônica e o estresse *in situ* da área de interesse em subsuperfície (Mavko et al., 2009; Hoang et al., 2019).

Os estágios de uma campanha exploratória geofísica englobam desde as fases iniciais de um levantamento, com a pesquisa geológica local para modelagem dos parâmetros e atributos físicos esperados, passando pelos diferentes tipos de aquisição de dados e finalizando com o processamento e interpretação dos dados colhidos em campo. Para tanto, destacam-se os estudos referentes as propriedades físicas fundamentais, propriedades mecânicas das rochas, aos principais métodos e levantamentos geofísicos e suas demais aplicações.

#### 8.1.1 Propriedades físicas fundamentais

As propriedades físicas para a caracterização de RNCs são similares as dos reservatórios convencionais, apresentando alterações quantitativas e qualitativas dependendo da litologia do reservatório. A partir dos valores atribuídos a cada parâmetro e as conexões estabelecidas entre eles, são executadas interpretações com correlação entre as diferentes propriedades para inferir o tipo de reservatório em questão.

É necessária a identificação da litologia constituinte do reservatório para entender suas propriedades fundamentais – porosidade, permeabilidade e saturação de fluido – a fim da delimitação do comportamento do fluido dentro da rocha. Esta determinação é composta por medidas diretas em testemunhos de sondagem e amostras de calha e por predição indireta de

dados adquiridos em perfis de poço, após uma calibração<sup>15</sup>, para que a informação possa ser apresentada em termos de propriedades físicas (Schon, 2015). As principais litologias em reservatórios são as clásticas e as carbonáticas<sup>16</sup> (Luczynski, 2014).

As rochas clásticas (terrígenas ou siliciclásticas), contemplam as rochas sedimentares arenosas, silticas, argilosas e os folhelhos – classificações baseadas nos tamanhos de grãos. A argila atua diretamente nas propriedades físicas das rochas a partir da sua fração de volume, mineralogia e distribuição (Figura 8.1), podendo ser dispersa (acumulando-se nos poros), laminar (intercalações entre areia e argila) e estrutural (a argila torna-se componente de sustentação da rocha) (Nichols, 2009; Schon, 2015).

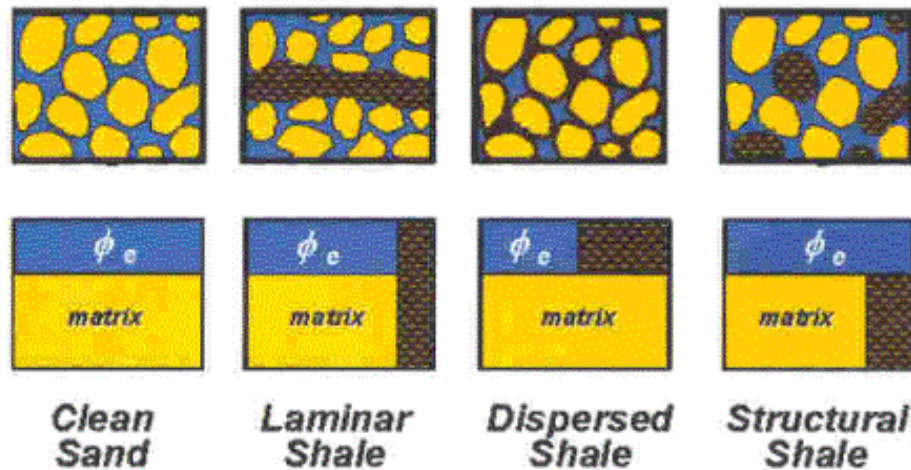


Figura 8.1: Distribuições de argila em uma rocha sedimentar. Fonte: Crain (2002).

Dada influência da argila para os parâmetros de reservatório, Schon (2015) define os parâmetros de interesse como:

#### 8.1.1.1 Porosidade

É definida como a fração do volume de poros em relação ao volume de massa total de uma rocha (equação 8.1). É um parâmetro adimensional, expresso em porcentagem, e definido por meios diretos e indireto. Pode ser classificada como: a) efetiva, quando há conexão entre os poros, b) não efetiva, quando não há conexão, c) primária, advinda da deposição sedimentar e d) secundária, originada de estimulações como dissoluções e fraturas (Luczynski, 2014).

<sup>15</sup> Comparação entre dados de campo e dados de laboratório.

<sup>16</sup> Este trabalho se aterá a abordar somente os reservatórios clásticos.

$$\phi = \frac{\text{volume de poros}}{\text{volume de massa total}} = 1 - \frac{\text{volume de minerais s\u00f3lidos}}{\text{volume de massa total}} \quad (8.1)$$

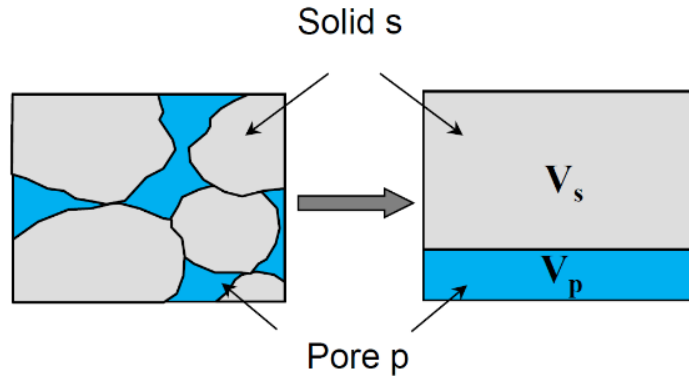


Figura 8.2: Relação entre o volume de minerais s\u00f3lidos e volume de poros. Fonte: Modificado de Schon (2015).

#### 8.1.1.2 Satura\u00e7\u00e3o de fluidos

Corresponde a fra\u00e7\u00e3o do volume de poros ocupada por um determinado fluido, sendo uma medida adimensional expressa como porcentagem com intervalo te\u00f3rico de varia\u00e7\u00e3o entre 0 e 100%, adquirida via extra\u00e7\u00e3o de fluidos e medidas de press\u00e3o capilar ou por perfis de resistividade, diel\u00e9tricos e de n\u00eautrons. A satura\u00e7\u00e3o  $S_i$  de um fluido  $i$  em uma rocha \u00e9 dada por:

$$S_i = \frac{\text{volume de fluido } (i)}{\text{volume de poros}} \quad (8.2)$$

#### 8.1.1.3 Permeabilidade

\u00c9 o par\u00e2metro f\u00edsico de maior interesse em uma campanha geof\u00edsica n\u00e3o convencional. Consiste na habilidade de uma rocha para o fluxo de fluidos a partir da conex\u00e3o entre os poros, relacionando o gradiente de press\u00e3o aplicado a taxa de fluxo, a viscosidade do fluido e ao seu fluxo laminar (equa\u00e7\u00e3o 8.3). \u00c9 uma propriedade tensorial e anisotr\u00f3pica<sup>17</sup> (Gomes, 2019); tamb\u00e9m pode ser mesurada tanto por medidas diretas quanto indiretas.

$$k = \eta \cdot \frac{u}{\text{grad}(p)} \quad (8.3)$$

<sup>17</sup> Quando h\u00e1 varia\u00e7\u00e3o de uma propriedade f\u00edsica de acordo com a dire\u00e7\u00e3o de an\u00e1lise dentro da rocha.

Onde  $u$  é o fluxo laminar de um fluido de volume  $v$  por uma seção de área  $A$  em um tempo  $t$  (equação 8.4),  $\eta$  é a viscosidade dinâmica do fluido e  $grad(p)$  é o gradiente de pressão do fluido (equação 8.5).

$$u = \frac{v}{t \cdot A} \quad (8.4)$$

$$grad(p) = \frac{p_1 - p_2}{l} \quad (8.5)$$

A permeabilidade varia de acordo com a composição do fluido, podendo ser absoluta (fluxo laminar de um único fluido), efetiva (fluxo interligado entre dois fluidos) e relativa (razão entre permeabilidade efetiva e absoluta). No SI, sua unidade é o  $m^2$ ; na indústria de petróleo e gás, a unidade referenciada é o Darcy (D) ou milidarcy (mD), equivalentes na conversão:

$$1 d = 0,9869 * 10^{-12} m^2 \approx 1 \mu m^2 \quad (8.6)$$

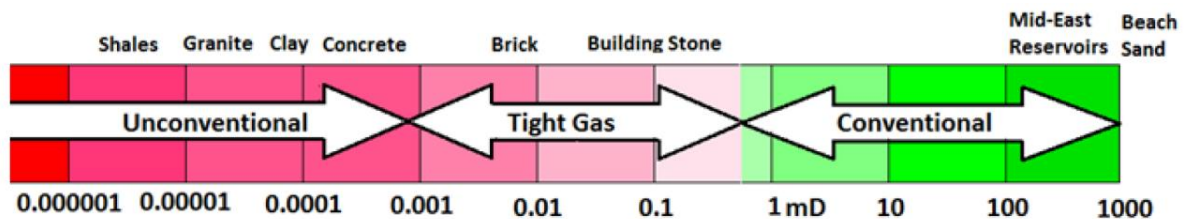


Figura 8.3: Escala de permeabilidade para reservatórios convencionais e não convencionais. Fonte: Modificado de King (2012).

Os principais controladores da permeabilidade são a porosidade, os tamanhos de poros e fraturas na rocha. A permeabilidade tende a ser proporcional a estes fatores e sua correlação age como preditor de zonas de acumulação e de escoamento de fluidos.

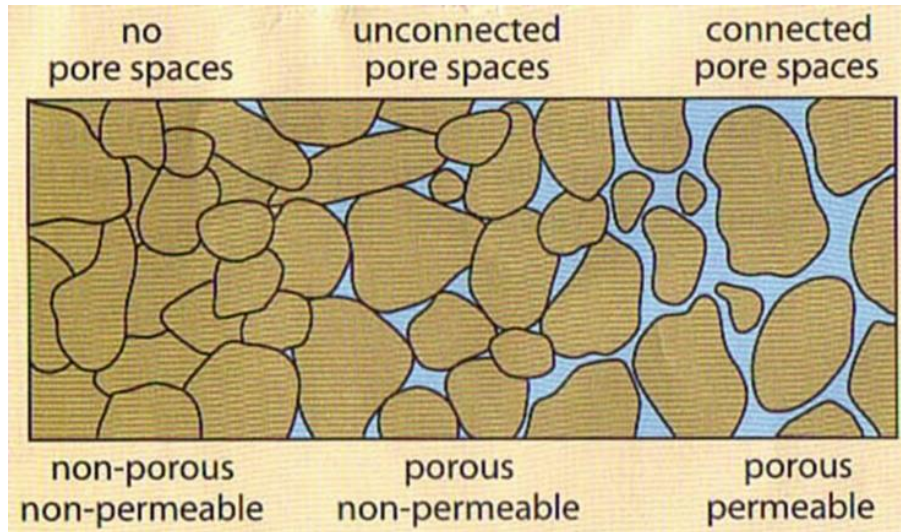


Figura 8.4: Relação geológica entre porosidade e permeabilidade. Fonte: Leptokaropoulos et al. (2016).

### 8.1.2 Propriedades mecânicas das rochas

Uma rocha submetida a variações no gradiente de tensão litostática tende a sofrer deformações ligadas as relações de comportamento chamadas constantes elásticas, que definem o comportamento elástico de uma rocha em subsuperfície (Shoemaker, 2019). Estas constantes podem ser estáticas, com valores obtidos em variações de tensões controladas em laboratório, ou dinâmicas, quando são calculadas indiretamente por perfis geofísicos (Viro e Acunzo, 1985).

Ainda que exista uma grande diversidade de módulos elásticos – uma descrição matemática da deformação de um objeto à aplicação de uma força – como Módulo de Compressibilidade e Parâmetros de Lamè, os parâmetros de maior interesse para a exploração de gás em folhelho são o Módulo de Young e o Coeficiente de Poisson (Sousa, 2014).

O Módulo de Young é uma constante dinâmica e corresponde a determinação do comportamento elástico de um determinado composto sólido tomando a direção na qual há aplicação de força, a partir da relação entre a tensão aplicada em um material e sua deformação normal. O Coeficiente de Poisson também é uma constante dinâmica e corresponde a contração perpendicular a uma extensão derivada de uma tensão de tração em um material isotropo e linear, relacionando a deformação lateral com a longitudinal.

Ambos os módulos são determinantes para a ruptura de rochas e propagação de fraturas, juntamente a movimentos de compressão e cisalhamento (Oyanguren e Monge, 2004; Viro e Acunzo, 1985).

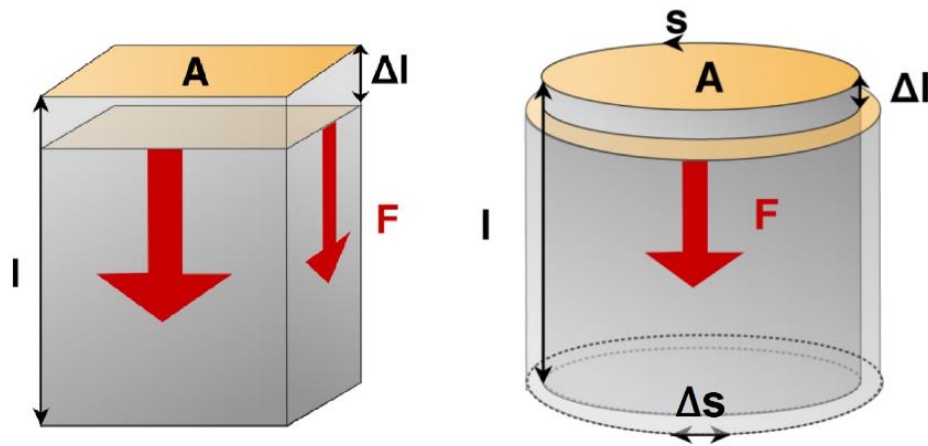


Figura 8.5: A esquerda, representação física para o cálculo do Módulo e Young; a direita, representação similar para o Coeficiente de Poisson.  $F$  representa a força aplicada,  $A$  a área da superfície onde a força é aplicada,  $l$  o comprimento inicial e  $\Delta l$  o deslocamento (axial para Poisson),  $S$  a largura inicial e  $\Delta S$  o deslocamento lateral. Fonte: Modificado de Fintland et al. (2011).

A importância destes parâmetros geomecânicos está na estimativa de propagação e geometria de fraturas induzidas desencadeadas pelo fraturamento hidráulico durante a recuperação do GF. É de extrema importância a medida da quantidade de argila na composição da rocha, pois a partir das baixas concentrações de argila será estabelecido o índice de fragilidade da rocha (IF), parâmetro derivado da relação entre silte e argila ou da aplicação do Módulo de Young e Coeficiente de Poisson e de extrema importância para o planejamento do fraturamento hidráulico (Glorioso e Rattia, 2012).

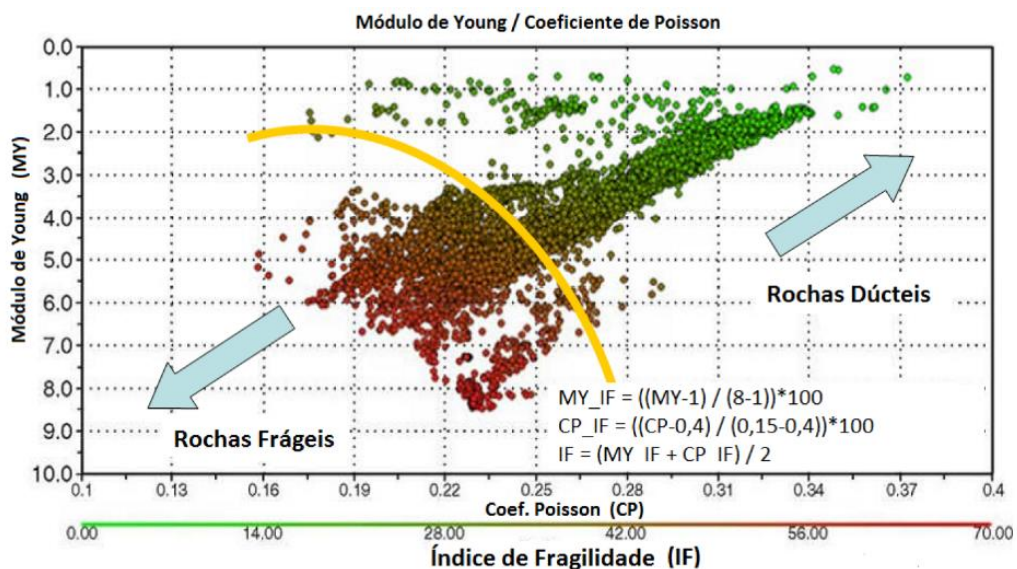


Figura 8.6: Correlação entre valores de Módulo de Young e Coeficiente de Poisson no cálculo do IF para identificação de folhelhos na formação *Barnett*. Fonte: Modificado de Rickman et al. (2008).

A compreensão dos sistemas de tensão em deformações litológicas também auxilia no planejamento do fraturamento hidráulico, a exemplo das estimativas de tensão de ruptura por compressão, tração e cisalhamento obtidas a partir da determinação das constantes anteriores, além do cálculo de pressões litostáticas e de poros em regiões tectonicamente ativas (Viro e Acunzo, 1985). As respostas obtidas ajudam na construção de modelos geomecânicos para determinar a resistência de uma rocha aos esforços ( $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$ ) e de modelos de fraturas a partir dos modelos geomecânicos (Singleton, 2019).

### 8.1.3 Principais métodos e levantamentos geofísicos

Os métodos sísmicos e de avaliação de formação<sup>18</sup> ainda são os mais utilizados na prospecção geofísica não convencional. Harilal e Tandon (2012) definem os campos gerais de aplicação desses métodos como: identificação de camadas de folhelho com dados sísmicos de reflexão para interpretação estrutural e estratigráfica, identificação de potencial gerador e de zonas de acumulação de hidrocarbonetos (*sweet spots* ou *bright spots*) por meio de perfis de poço, mapeamento de fraturas naturais para delimitação de zonas de fraqueza e monitoramento<sup>19</sup> do fraturamento hidráulico.

#### 8.1.3.1 Métodos sísmicos

Kearey et al. (2002) definem a sísmica como o estudo da velocidade e do tempo de propagação de ondas na subsuperfície a partir de propriedades físicas como a densidade e os módulos elásticos. As ondas propagadas a partir de uma fonte, ao encontrar interfaces geológicas, podem sofrer reflexões, refrações ou difrações.

Os eventos são registrados em receptores instalados na superfície terrestre (geofones) ou acoplados em navios e deslocados pela água (hidrofones). A variação do afastamento (*offset*) entre fonte e receptores e entre os próprios receptores registram tempos de chegada (tempo de trânsito) de ondas distintos, os quais podem ser convertidos em valores de profundidade para o mapeamento das interfaces registradas.

---

<sup>18</sup> Neste trabalho, convencionou-se a definição de perfilagem geofísica de poços como parte dos processos de avaliação de formação.

<sup>19</sup> Como os métodos e etapas para o monitoramento do fraturamento se diferenciam em vários pontos da sísmica convencional, este tópico será abordado em uma seção específica.

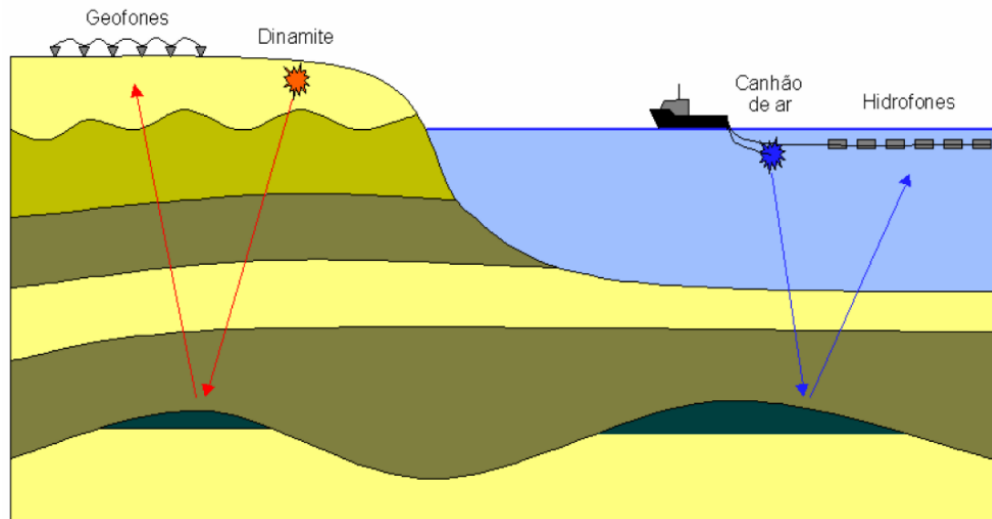


Figura 8.7: Esquema simplificado de um levantamento sísmico para o mapeamento de um reservatório convencional. Fonte: Gerhardt (1998).

As ondas geradas pela fonte propagam-se radialmente, gerando pulsos de onda de curta duração e grandes intervalos de variação de frequência e amplitude. São divididas em ondas de corpo (*body waves*), que correspondem as ondas primárias (P, compressionais ou longitudinais) e as ondas secundárias (S, de cisalhamento ou transversais), e ondas superficiais (*surface waves*), consideradas como ruídos nos levantamentos. Os dados são registrados na forma de traços de onda e, quando agrupados, geram um sismograma do tempo de trânsito em função da posição dos receptores (Gomes, 2019).

Os principais levantamentos sísmicos são:

- a. *De reflexão*: a onda propagada é refletida por uma interface entre duas regiões geológicas de velocidades e densidades distintas e o campo de retorno é registrado pelo receptor.
- b. *De refração*: a onda propaga-se lateralmente pela interface, gerando um carrilhão de ondas conduzidas pelo refletor e refratas para registro em superfície (Gomes, 2019).

Durante o processamento e interpretação dos dados de reflexão, devem-se considerar os eventos causadores de ruídos, como o registro de reflexões múltiplas de alta amplitude, de inversões nas polaridades das ondas, de ondas de superfície de baixo espalhamento geométrico e alta amplitude de sinal e de difrações pela quebra brusca de camadas (Costa, 2018).

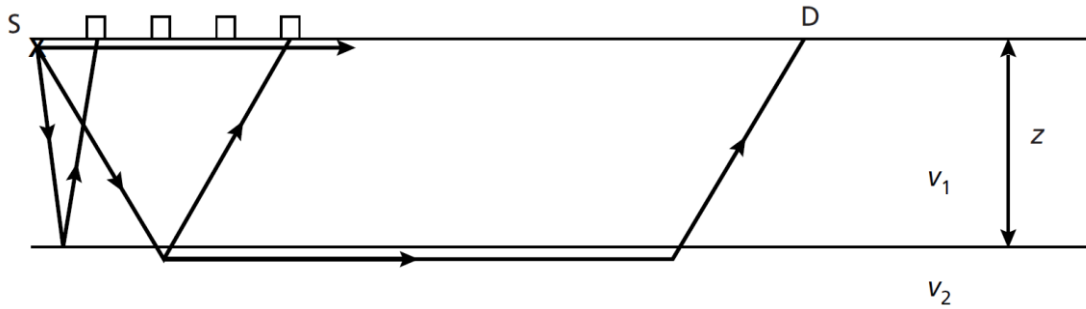


Figura 8.8: Modelo de duas camadas para propagação dos raios de onda quando refletidos e refratados.

Fonte: Kearey et al. (2002).

Dentre as famílias de sismogramas, os de *common-midpoint* (CMP) são os mais utilizados em campanhas exploratórias no desenvolvimento de modelos de velocidades para identificação do contraste de meios de alta e baixa velocidade, a partir do empilhamento de traços de amplitude com variação de *offset* (AVO) já normalizados das variações de *offset* para *offset* zero por meio da correção NMO (*Normal-Moveout*).

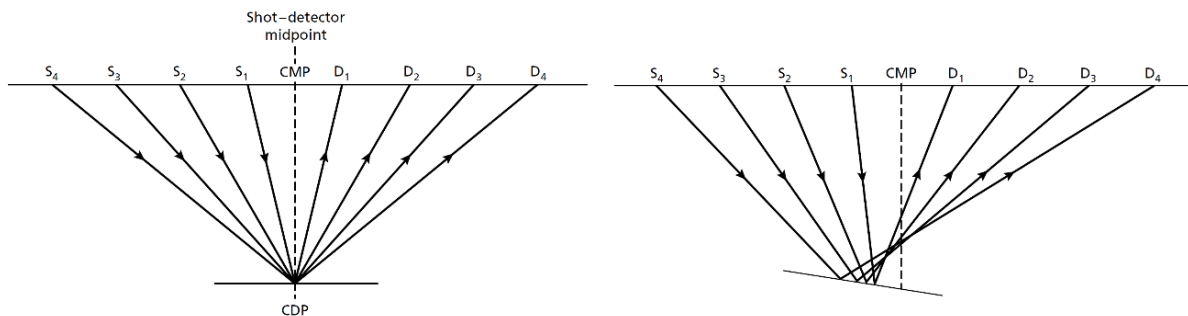


Figura 8.9: Esquema simplificado de uma aquisição CMP. Nota-se a dificuldade para o imageamento de camadas com mergulho. Fonte: Kearey et al. (2002).

Após o empilhamento dos dados, pode ser realizado processo de migração para a geração de uma imagem final para interpretação da subsuperfície. A amplitude também pode indicar a presença de *bright spots* a partir de altos contrastes de impedância (Figueiredo, 2019).

O levantamento sísmico de reflexão é o mais utilizado pela indústria de HC para o detalhamento de bacias sedimentares – sua resolução é, em geral, de 25 metros – e mapeamento de trapas. Na sísmica não convencional, os principais objetivos são o reconhecimento de falhas e fraturas por meio da estimativa de parâmetros para a identificação dos eixos<sup>20</sup> de anisotropia

<sup>20</sup> Eixos horizontais indicam fraturas verticais e eixos verticais indicam fraturas horizontais.

e entendimento de direções preferenciais para o escoamento de HC pelas fraturas, a fim de otimizar a perfuração de poços para a interligação de fraturas no *play* (Gomes, 2019).

Para a exploração de GF, a sísmica é aplicada na identificação das reservas e potencial de recuperação do gás. Os levantamentos de múltiplos azimutes (MAZ) e largos azimutes (WAZ) são utilizados para a identificação de anisotropias e direção azimutal preferencial pela presença de fraturas e do estresse local, a partir da medição da variação de amplitude e velocidade de onda em função da variação do azimute de aquisição (Bachrach et al., 2014).

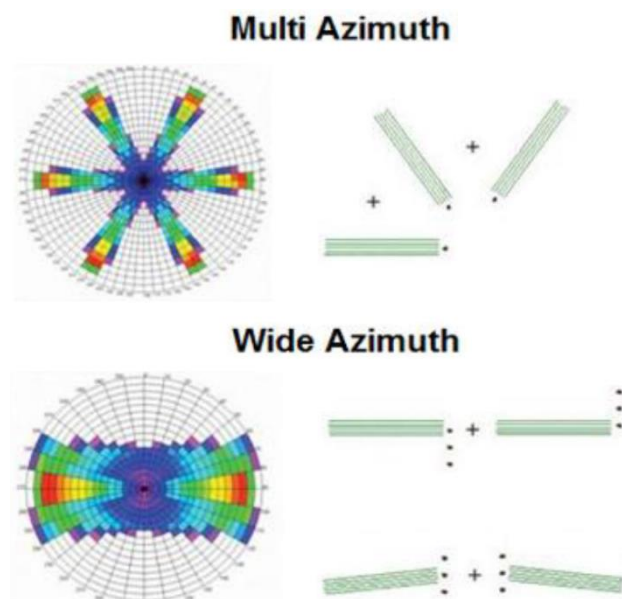


Figura 8.10: Geometrias de aquisição MAZ e WAZ, cobrindo diferentes zonas de acordo com a posição das fontes e dos receptores. Fonte: Modificado de Bachrach et al. (2014).

Já a aquisição sísmica em 3 componentes (3C) é utilizada na identificação de ondas P e S em um mesmo dado, permitindo a filtragem de eventos e fornecendo dados de movimento e velocidade de partículas<sup>21</sup>. Os geofones são orientados em três direções para registro da componente vertical e das duas componentes horizontais de propagação. Esta modalidade possibilita uma alta distinção e mapeamento de fraturas com gás em folhelhos reservatórios e reduz o custo da exploração pelo foco em áreas prospectas a perfuração (Kearey et al., 2002; Monteiro, 2013).

Outro levantamento utilizado pela sísmica não convencional é o perfil sísmico vertical (VSP), que consiste na inserção de receptores em poços enquanto a fonte se mantém

<sup>21</sup> Ondas P tendem a se propagar na matriz do folhelho e nos fluidos contidos nos poros, enquanto ondas S tendem a se propagar somente na matriz da rocha.

lateralmente disposta na superfície, com variações de *offset* para aumento da resolução de refletores, detecção de posição e profundidade de zonas fraturadas, e remoção de ambiguidades (Fulton, 2004). Uma possível variação do VSP é o *checkout*, quando a fonte em superfície e posicionada verticalmente ao receptor no furo de poço (Monteiro, 2013).

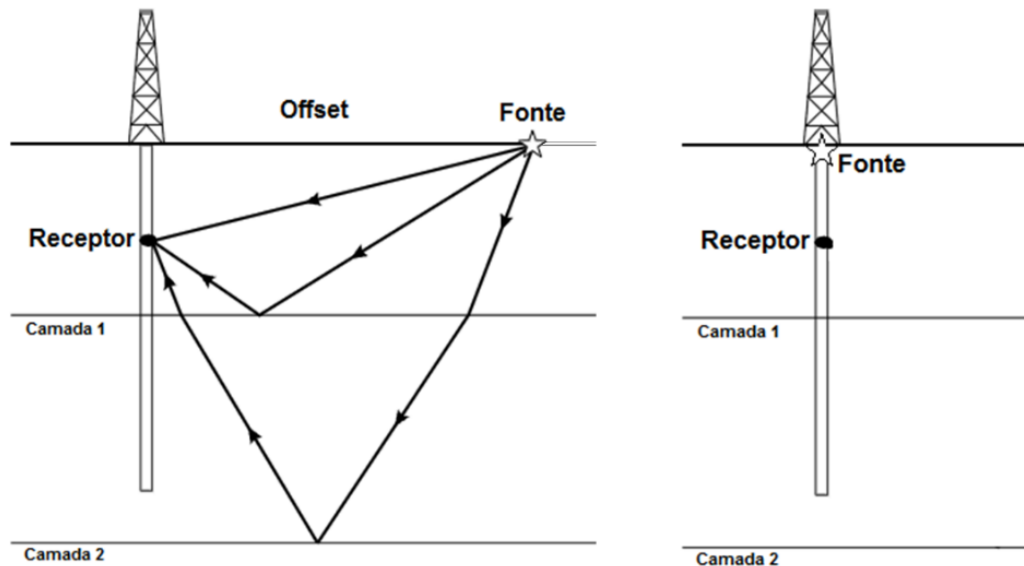


Figura 8.11: Esquema simplificado de uma aquisição VSP. A direita, sua variação *checkout*. Fonte: Modificado de Kearey et al. (2002).

Há ainda os levantamentos com sensores de fibra óptica acústicos e de temperatura distribuídos (*Distributed Acoustic Sensing – DAS – e Distributed Temperature Sensing – DTS*) para o monitoramento dos processos de recuperação do gás (Hull et al., 2019).

### 8.1.3.2 Avaliação de formação (AF)

A avaliação de formação é aplicada para corroborar informações de dados sísmicos e aumentar a resolução de dados colhidos em escala regional, sendo uma ferramenta para avaliação e redução do risco de exploração. Os dados são usados para identificar a localização, profundidade e espessura de zonas geradoras, distinção entre fluidos nas acumulações, estimativa de reserva e contrastes estratigráficos (Oliveira, 2015; Andrade, 2019).

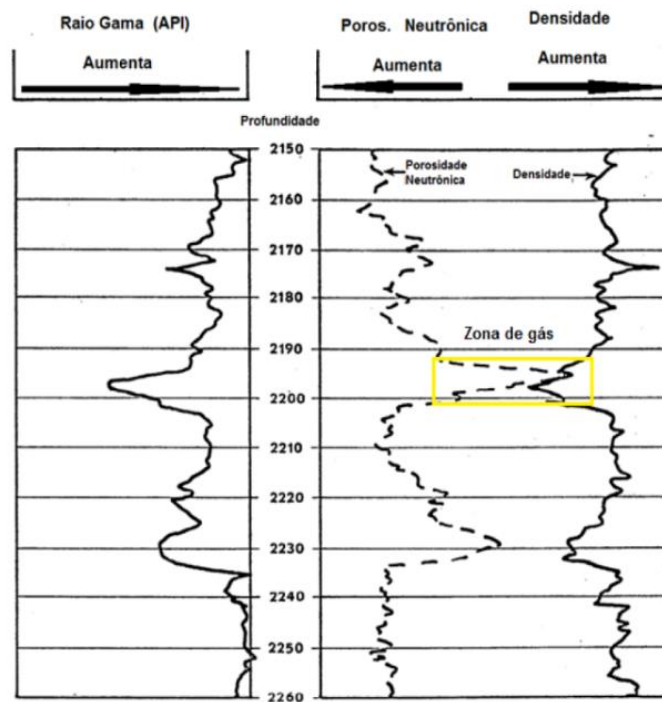


Figura 8.12: Deflexão típica das curvas dos perfis de RG, nêutrons e densidade na presença de gás em folhelho. Fonte: Modificado de Oliveira (2015).

Os conceitos envolvidos na AF correspondem a porosidade, saturação de fluido e argilosidade. A análise de seus contrastes é feita a partir de perfis com variação de propriedade física em função da trajetória do poço perfilado. A interpretação de um perfil pode ser qualitativa, dependendo de informações da construção do poço e da geologia local, ou quantitativa, com a aplicação de equações para cada propriedade estudada (Andrade, 2019).

A coleta de dados consiste na descida de uma sonda portadora de ferramentas correspondentes a métodos como os elétricos, eletromagnéticos, sísmicos e radiométricos, para a escala reduzida do furo do poço ainda sem revestimento. As medidas são realizadas durante o retorno da sonda em direção a superfície, pois a tensão aplicada ao cabo de sustentação tende a reduzir os erros de profundidade (Freimann e Alves, 2013).

Oliveira (2015) define os principais perfis utilizados na prospecção de gás em folhelho como:

#### *a. Perfil de Raio Gama*

Corresponde ao registro das emissões naturais de isótopos radioativos (tório, urânio e potássio). A variação dessas emissões é correlacionada com o índice de argilosidade de uma

rocha, já que os rádio-elementos são depositados preferencialmente com argilas. As zonas de identificação de radiação são: zonas de folhelho, rochas sujas e rochas limpas<sup>22</sup>.

As zonas de folhelho apresentam maior emissão radioativa devido ao acúmulo dos isótopos pela matéria orgânica<sup>23</sup>; as rochas sujas estão em seguida devido a sua porcentagem mediana de argila, não atingindo os níveis de radioatividade do folhelho, como os arenitos; as rochas limpas tendem a ter baixos níveis de argila e, conseqüentemente, de radioatividade, como os calcários e dolomitas (Andrade, 2019).

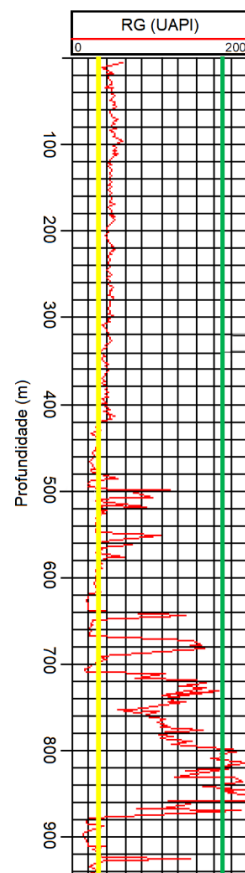


Figura 8.13: Perfil RG típico. Em amarelo, nível de deflexão para rochas reservatórios. Em verde, a linha de folhelho. Fonte: Modificado de Andrade (2019).

O padrão de unidade para este perfil é o UAPI, com variação de 0 a 200. Este perfil é aplicado para a determinação do conteúdo de argila na litologia estudada, correlação entre fácies em diferentes poços e para a identificação de zonas geradoras de gás (folhelhos radioativos).

<sup>22</sup> Denominações referentes ao acúmulo de argila na superfície das rochas.

<sup>23</sup> Um rádio-elemento fagocitado por uma célula permanece retido em seu interior mesmo após sua decomposição.

### b. Perfil de Resistividade

A medição de resistividade da rocha se dá em função da resistividade do fluido em seus poros, concentração dos sais presentes e dissolvidos, quantidade de água e porcentagem do conteúdo de argila e minerais condutores.

Altos valores de resistividade e baixos registros de argilosidade tendem a indicar a presença de água doce em baixas profundidades, sendo utilizados na prospecção de aquíferos livres e confinados (Freimann e Alves, 2013). Baixos valores de resistividade podem indicar a presença de HC e de rochas de baixa porosidade.

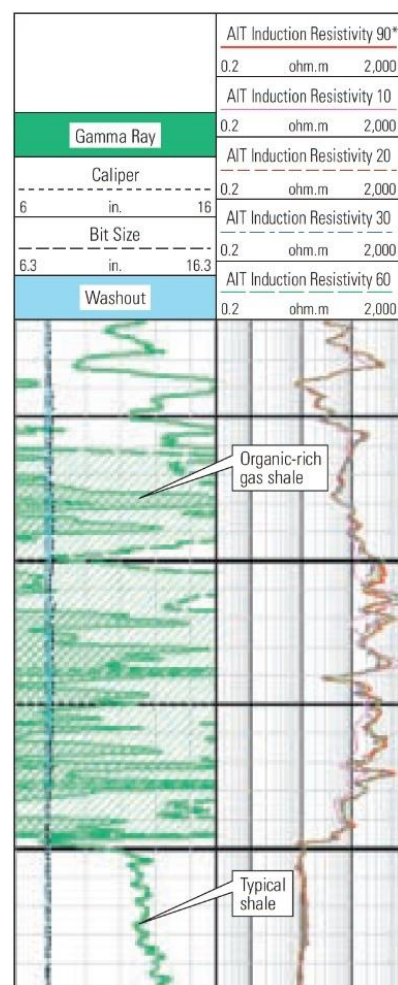


Figura 8.14: Deflexões das curvas de RG e resistividade na caracterização de RNCs de folhelho.

Fonte: Modificado de Boyer et al. (2006).

A unidade de medida para este perfil é o ohm.m, com variação em escala logarítmica entre 0,2 e 200. Os dados registrados são aplicados para identificação de fluidos acumulados nos poros e para indicação de tipos de rochas.

### c. Perfil de Nêutrons

Trata-se da estimativa de porosidade em função da quantidade de hidrogênio existente na rocha. A ferramenta emite nêutrons de alta energia para colisão com os átomos da litologia; com a perda de velocidade a cada colisão, os nêutrons desacelerados são capturados pelos núcleos de hidrogênio provenientes de fluidos na rocha. Os nêutrons não capturados retornam ao receptor. Quanto menor a contagem de nêutrons nos receptores, maior deve ser a porosidade.

Sua escala é em unidades de porosidade (u.p.), variando entre -15 e 45% (Asquith et al., 2004). Este perfil é aplicado na avaliação de porosidade, argilosidade e, quando em conjunto ao perfil de densidade, na identificação de zonas de gás e de litologias.

### d. Perfil de Densidade

Este perfil trabalha com a estimativa de densidade e porosidade a partir das densidades da matriz (densidade de grãos + densidade de cimento), da rocha (densidade da matriz + densidade dos poros) e do fluido presente. É aplicado na identificação de zonas de gás, de minerais pesados e de litologia. Sua unidade é linear, variando entre 2 e 3 g/cm<sup>3</sup>.

### e. Perfil Sônico

Consiste no registro do tempo que uma onda P leva para percorrer a distância de um pé na formação. Este tempo é diferente do registrado em levantamentos sísmicos, pois é medido entre dois receptores e corresponde a uma combinação linear da propriedade de cada material e a sua fração de volume na rocha. É aplicado na construção de modelos petrofísicos para a caracterização de reservatórios (Andrade, 2019).

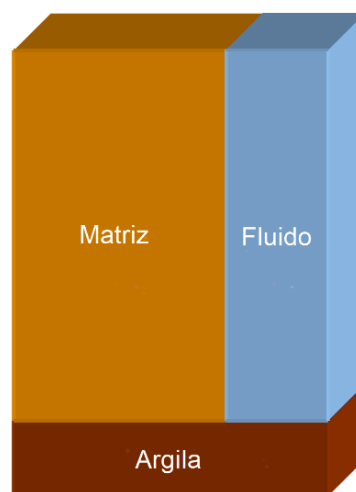


Figura 8.15: Modelo petrofísico tradicional, composto por frações de volume de fluido, argila e matriz.

Fonte: Modificado de Andrade (2019).

Quanto maior o tempo de trânsito, maior será a porosidade. As escalas de medição variam entre 140 e 40  $\mu\text{s}/\text{ft}$  ou 240 e 40  $\mu\text{s}/\text{ft}$  (Asquith et al., 2004). Este perfil é aplicado para a determinação de porosidade e para a amarração de dados sísmicos com dados de poço.

#### 8.1.4 Demais aplicações

Harilal e Tandon (2012) descrevem os principais desafios para a exploração de GF e os métodos aplicados contorná-los como: a) estimativa de espessura e profundidade de folhelhos pela interpretação estrutural e estratigráfica de dados sísmicos, b) definição do potencial gerador por meio de dados de perfis de poço, geoquímicos e de saturação de HC nas camadas mais rasas de produção de óleo e gás, c) localização de *bright spots* pela distinção de intervalos geradores e de não geradores, com dados de avaliação de formação e atributos sísmicos como a impedância e AVO, d) mapeamento de fraturas naturais por meio de atributos sísmicos e levantamentos MAZ e WAZ e e) ativação da rede de fraturas com imageamento microsísmico e aquisições sísmicas em 4D.

A interpretação de dados sísmicos pré-empilhados também é aplicada na análise de multi-atributos correlacionados a distinção de litologias, resistência aos esforços e propagação de campos de estresse, permitindo a predição de *bright spots* para otimização da perfuração e completação de poços. Hoang et al. (2019) mostram a inversão destes dados para o entendimento das propriedades elásticas na interpretação quantitativa dos campos de GF, assim como a utilização de redes neurais e *machine learning* para estimativa de saturação de fluido e porosidade nos reservatórios, o que reflete a necessidade da colaboração interdisciplinar.

A correlação entre a sísmica 3D e atributos geomecânicos é crucial para a simulação de fluxo em reservatórios a partir de modelos de permeabilidade com falhas e fraturas naturais. As simulações ajudam a compreender conceitos geológicos e predizer o comportamento da produção de gás no decorrer da exploração (Michelena et al. 2019). Esta metodologia evita que simplificações excessivas de parâmetros essenciais sejam feitas para tornar o reservatório convencional “controlado”, resultando em erros em redes inadequadas de interligação de poços, zonas de drenagem e de óleos supermaturos (Yan et al., 2013; Farah, 2016).

Weir (2019) demonstra a importância do mapeamento de falhas e fraturas naturais com dados sísmicos 3D pré-empilhados para a determinação de parâmetros baseados na velocidade e densidade das ondas P e S, os quais podem determinar propriedades como o Módulo de Young, a Relação de Poisson e o nível de fragilidade da rocha quando estimulada por esforços, auxiliados por modelos de impedância construídos a partir de AVO (Goodway et al., 2010).

Exemplos destas abordagens são o mapeamento de falhas por atributos sísmicos

convencionais e não convencionais por Refayee et al. (2016) para os estudos dos reservatórios no folhelho Utica (Texas), a correlação de atributos petrofísicos, estruturais e microsísmicos por Meek et al. (2013) para caracterização de fraturas em *plays* não convencionais, assim como Rafiq et al. (2016), que utiliza conceitos similares para o estudo do particionamento deposicional dos reservatórios.

O mapeamento de fraturas ordenadas também pode ser adquirido a partir de dados MAZ e WAZ em variações de velocidade normal de *moveout* ( $V_{NMO}$ ) e de velocidades de migração derivadas das heterogeneidades ordenadas locais, tornando a simetria ortorrômbica por fraturas verticais a mais esperada, graças a anisotropia azimutal nas bacias. Nesta simetria, há um plano vertical paralelo e um plano perpendicular ao plano das fraturas. Com as fraturas ordenadas, há alteração na frente de onda de esférica para não-esférica, tornando-a rápida em propagações paralelas a fraturas e lenta em propagações ortogonais (Rauch-Davies, 2019).

## 8.2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO

O fraturamento hidráulico (do inglês *hydraulic fracking*, ou simplesmente *fracking*) é a principal forma de exploração do GF. Utilizada para promover a porosidade efetiva do folhelho a partir do aumento no gradiente de pressão na subsuperfície com a injeção de compostos químicos de constituição fluida (Jacomó, 2014), esta técnica maximiza a recuperação de HC na bacia, viabilizando a produção de gás de folhelho. Contudo, a utilização de uma grande quantidade de produtos químicos nocivos ao meio ambiente e os efeitos no decorrer e posteriores ao fraturamento alimentam o seu aspecto controverso.

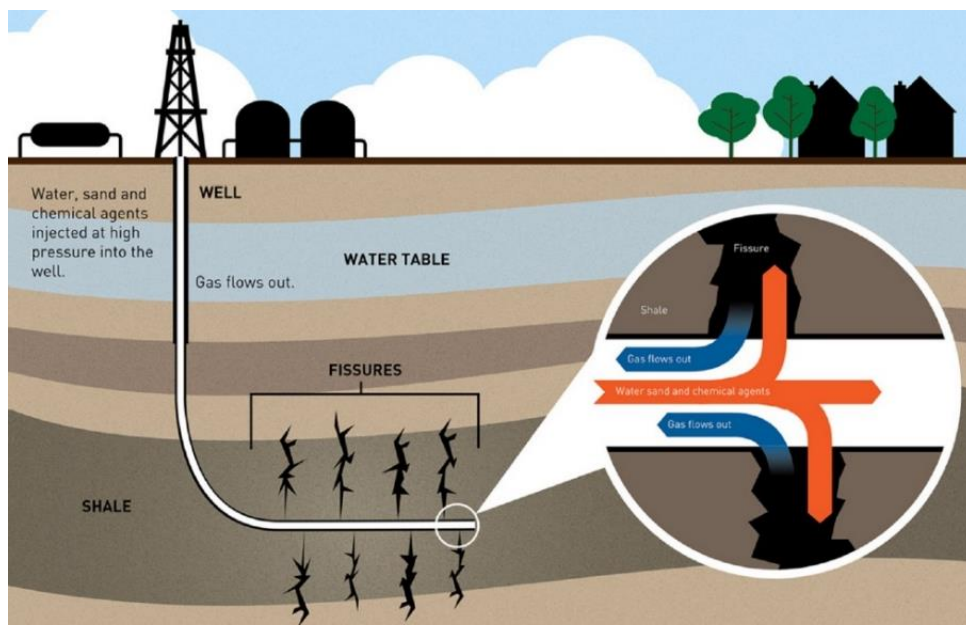


Figura 8.16: Esquemática do fraturamento hidráulico. Fonte: Leptokaropoulos et al. (2016).

### 8.2.1 Processos envolvidos e suas implicações

Este recurso técnico para aumento da permeabilidade da rocha, teve seus primeiros ensaios a partir da segunda metade do século XX, nos Estados Unidos. Em 1947, a técnica foi aplicada pela primeira vez para estimular a recuperação de gás natural no campo de exploração de *Hugoton*, Kansas (Holditch, 2007). Desde então, passou por inúmeras transformações em seu processo, com a adição de novos compostos químicos aos fluidos de fraturamento (os quais são misturados a água) e a união com outras técnicas de perfuração, como a perfuração direcional, que será abordada na sequência.

O fraturamento possibilitou a revolução na matriz energéticas dos EUA nos últimos anos, transformando-o em principal expoente de utilização. Atualmente, calcula-se que cerca de 35.000 poços são estimulados com esta técnica por ano (Mello Junior, 2015). O processo engloba certas etapas as quais fazem uso de propriedades geológicas e geofísicas para seu desenvolvimento e aplicação, que tem como objetivo facilitar o escoamento do gás no folhelho em direção a cabeça do poço construído, por meio da diferença de pressão ocasionada pela alteração das tensões as quais o folhelho está submetido na subsuperfície.

O fraturamento se dá com a injeção de um fluido composto por água – cerca de 8 a 14 milhões de litros d'água são utilizados somente na primeira fase de perfuração (Péres, 2016) – areia e compostos químicos comprimidos – em média, 1076 diferentes tipos de compostos (Martins e Fuser, 2016). Após isto, há um significativo aumento no gradiente de pressão no poço, ocasionando o alargamento de fraturas já existentes e a geração de novas fraturas na rocha. Para sustentar estas fraturas para o escoamento do gás, é injetado um novo fluido, denominado de propante, capaz de manter a abertura das fraturas.

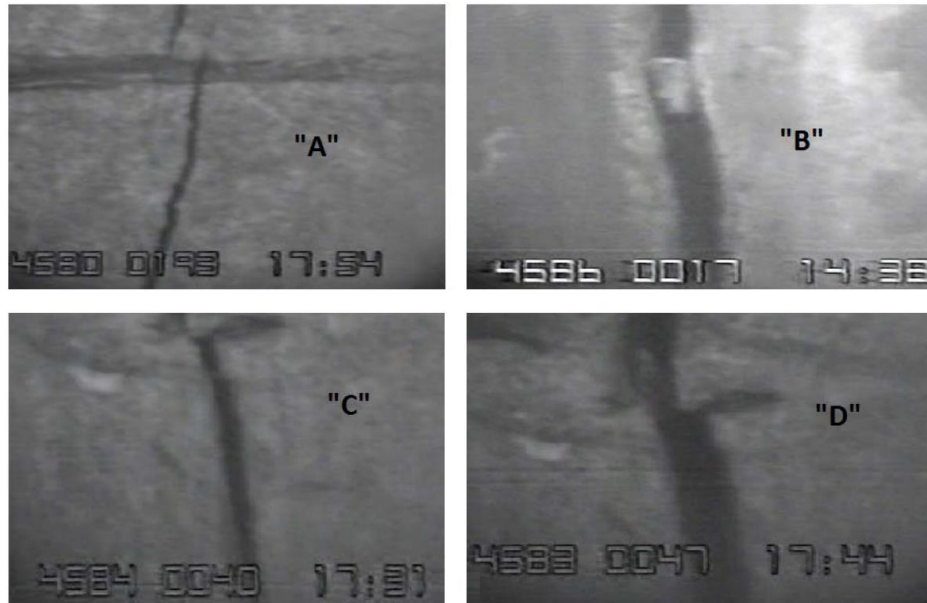


Figura 8.17: Etapas do alargamento de uma fratura via fraturamento hidráulico em um RNC de calcário registradas por uma câmera em um furo de poço. Fonte: Modificada de King (2012).

O fluido a base d'água é utilizado devido ao seu baixo custo de produção, comparado com outras bases (Monteiro, 2013), contudo, além da utilização de uma elevada quantidade de água, a água residual que retorna a cabeceira do poço após a execução do fraturamento passa por diversos tratamentos, porém sem torná-la potável novamente (Péres, 2016). Em somatório, é necessária a instalação de várias unidades de fraturamento para que o processo atinja seus objetivos esperados, o que causa divergências e receios de seu uso, tanto na comunidade científica de exploração quanto aos ambientalistas.

O fraturamento enfrenta diversas barreiras à sua execução, principalmente devido a química utilizada em seu desenvolvimento e pelas consequências que o seu uso traz para a área na qual está sendo aplicado. Quimicamente, uma elevada quantidade de compostos nocivos ao meio ambiente é utilizada para a produção do fluido de fraturamento e do propante. Como as fórmulas para desenvolvimento para tais fluidos pertencem às empresas que possuem patente, poucos aditivos químicos constituintes são divulgados para conhecimento público, dentre os quais já foram listados elementos tóxicos, como carcinogênicos e alergênicos (IBASE, 2015).

Há implicações físicas e humanas de aspecto negativo associadas aos ambientes que passam pelo fraturamento, como registros de pequenos abalos sísmicos locais causados pela falta de controle das fraturas abertas, ocupação desordenada dos ambientes que circundam as instalações, alteração na fauna e flora local, contaminação de aquíferos nas proximidades das formações argilosas causada pelo vazamento de gás e potencialização da emissão de GEE durante a execução das atividades (IBASE, 2015).

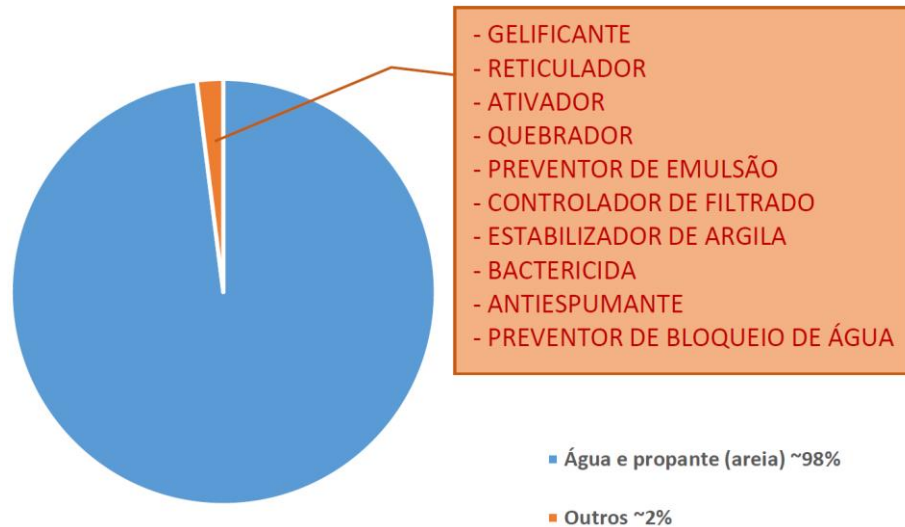


Figura 8.18: Componentes registrados no propante de fraturamento. Fonte: Saba (2014).

Estas ocorrências propiciam a formação de movimentos ambientais contrários a utilização do fraturamento hidráulico na exploração de GNCC, influenciando no desenvolvimento de políticas públicas de incentivo à pesquisa e aplicação de inovações ao fraturamento, tornando-as menos efetivas e levando mais tempo para sua implementação.

Estes movimentos conquistaram notória influência a ponto de estimular governos de diversos países a repensarem quanto a utilização do fraturamento em seu território, levando-os a tomarem decisões pela suspensão das atividades de exploração não convencional, como ocorrido na Bélgica e na França (Jacomo, 2014).

Outros países, como o Brasil, passaram a adotar esta mesma linha de raciocínio, sobretudo devido à falta de estudos geológicos das formações de folhelho de interesse no país, o que resultaria em explorações de gás sem conhecimento prévio dos ambientes e dos impactos que tal exploração implicaria.

Com o objetivo de sanar este entrave, o Governo Brasileiro optou pelo estabelecimento de uma moratória de 5 anos (2013 - 2018) que objetivava proporcionar o tempo necessário para a realização de estudos e para a elaboração de possíveis medidas mitigadoras para as consequências da utilização do fraturamento hidráulico no país (Cardoso et al., 2018).

### 8.2.2 Perfuração direcional

A perfuração direcional é o método de construção de poços que possibilitou a viabilidade do fraturamento hidráulico como principal meio para extração de HC de rochas de permeabilidade extrema. Graças à sua ajuda na otimização econômica e na redução de impactos ambientais,

esta modalidade se tornou o padrão de perfuração de poços, superando a quantidade total de poços verticais executados mundo afora.

Seus processos especiais (como o *whipstock*, *sidetrack* e os *clusters*) possibilitam o alcance de objetivos em áreas de difícil acesso de uma bacia sedimentar, potencializando a interligação de fraturas naturais que proporcionam o aumento de vazão do fluido prospectado, além de outras atribuições de grande relevância, como o controle de poços em *blowout* e a facilitação de perfuração em regiões de domo salino (Rocha et al., 2006).



Figura 8.19: *Whipstock* – cunha de aço temperado alocada no poço para direcionar a perfuratriz.

Utilizada principalmente em operações de *sidetrack*. Fonte: Rocha et al. (2006).

Rocha et al. (2006) indicam que os poços direcionais podem ser classificados quanto ao seu raio de curvatura, giro (2D e 3D) e afastamento do objetivo. Estão subdivididos em duas vertentes distintas:

*a. Poços Multilaterais:* constituídos por dois ou mais poços direcionais os quais estão conectados à um poço-mãe, geralmente vertical.

*b. Poços Horizontais:* são perfurados de modo a se aproximarem o máximo possível de 90° em relação ao eixo vertical e de 0° a superfície. São os poços mais utilizados para extração de gás em folhelho via fraturamento hidráulico.

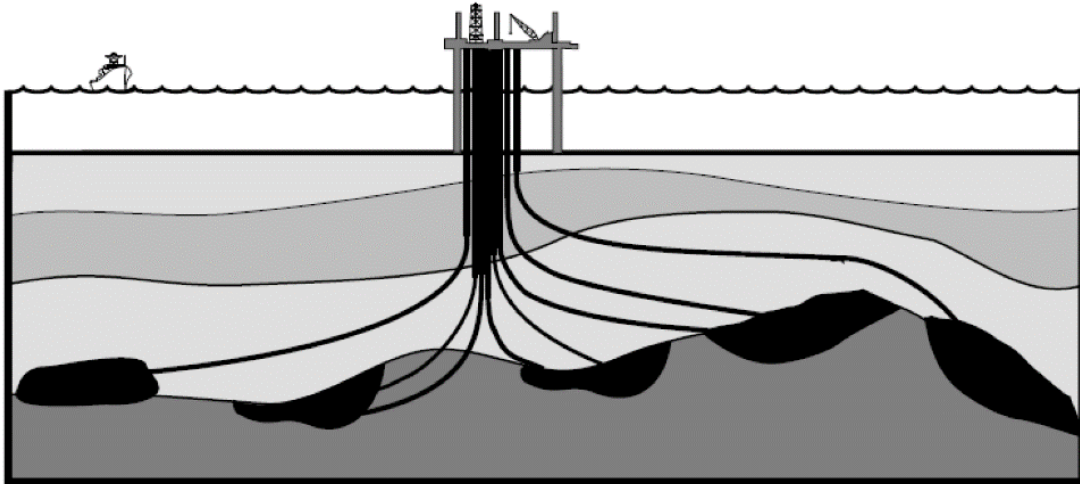


Figura 8.20: Esquema simplificado de geometrias de poços direcionais para o alcance de objetivos em bacias marítimas. Fonte: Baker (1995).

Para que a extração dos hidrocarbonetos seja bem-sucedida, um planejamento direcional bem elaborado precisa ser feito, com a correlação entre profissionais das mais variadas áreas, entrelaçando definições exatas para trajetória direcional, simulações de forças envolvidas, especificações do tipo de sonda a qual será utilizada, além dos processos de cimentação e revestimento do poço.

Durante o planejamento, também é definido o fluido que será injetado no poço, para que haja um fraturamento da rocha seguro e que corresponda as expectativas. Tal fluido, necessariamente, deve possuir características as quais possibilitem sua definição como um fluido não newtoniano: sua viscosidade absoluta não está propensa a variação de acordo com alterações nos valores de temperatura e pressão, ocasionando uma inconstância na relação entre sua tensão de cisalhamento e sua taxa de cisalhamento (Rocha et al., 2006).

### 8.2.3 Monitoramento do fraturamento hidráulico

A propagação de fraturas pelo fraturamento hidráulico provocou, e provoca, uma série de medidas que buscam reduzir ou eliminar a possibilidade de sua aplicação para a exploração não convencional. Visto isso, a Geofísica se destaca com o desenvolvimento de métodos de monitoramento da rede de fraturas induzidas para a mitigação de possíveis impactos derivados desse processo. O principal método aplicado nas campanhas de exploração de gás em folhelho é a microssísmica (Cardoso e Luczynski, 2018).

A microssísmica é um método derivado da Sismologia tradicional e foi inicialmente desenvolvida na década de 1970 (Maxwell, 2014), consistindo em medidas de eventos sísmicos de baixa magnitude em subsuperfície derivados de atividades industriais, como o fraturamento

hidráulico, perfuração direcional, operações geotermiais e de armazenamento de gás, induzindo a propagação de fraturas e microfaturas (EGS, 2018; Assunção, 2016).

Estes eventos ocorrem quando a injeção de fluidos em altas profundidades força as litologias em subsuperfície a redistribuir o estresse induzido em sua formação, o que leva a deformação, rompimento do limiar de esforço e criação de uma rede de fraturas na rocha (EGS, 2018; Singleton, 2019).

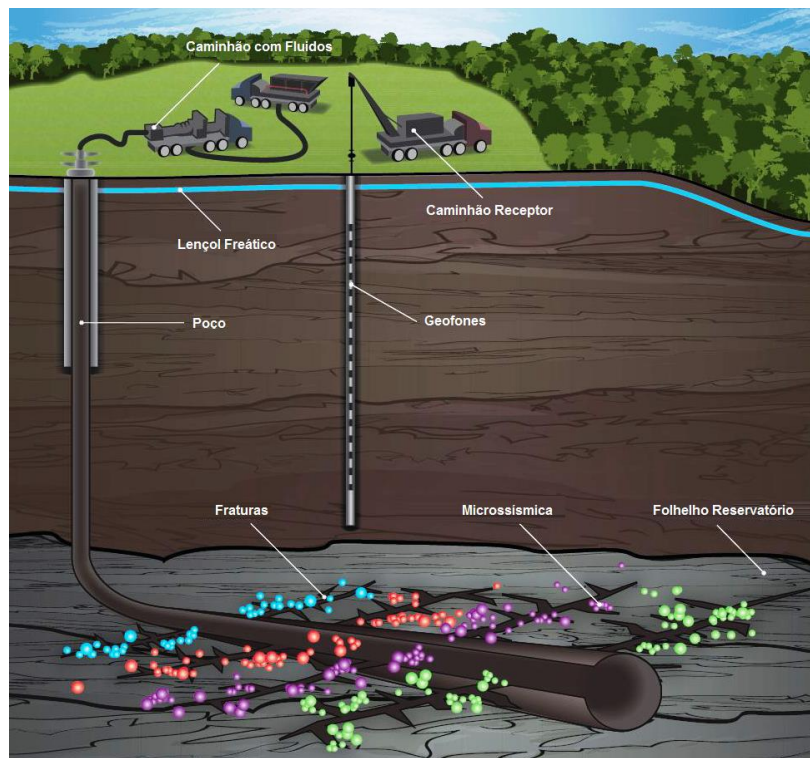


Figura 8.21: Esquema simplificado da propagação de microsismos induzidos pelo fraturamento, bem como seu monitoramento. Fonte: Modificado de EGS (2018).

Diferentemente dos levantamentos sísmicos tradicionais utilizados pela indústria de óleo e gás, nos quais há um emissor artificial de ondas, a microsísmica trabalha com fontes naturais de sismos, registrando dados em eventos ocorridos diretamente na subsuperfície, o que a classifica como um método de aquisição passivo. As ondas derivadas dos sismos propagados refratam pelas configurações geológicas até atingirem o receptor em superfície, classificando-a como uma sísmica de refração (Monteiro, 2013). A aquisição dos dados é feita de modo contínuo e os dados coletados são enviados por cabos de fibra óptica para um caminhão na proximidade da região de aquisição responsável pelo processamento e interpretação preliminares (Schuback, 2014).

Assunção (2016) define a aquisição microssísmica como o registro dos eventos a partir de um geofone 3C, com a estimativa do ponto de geração do abalo a partir da direção de chegada da frente de onda e da diferença dos tempos de trânsito das ondas P e S. Após a gravação destes tempos de trânsito e conhecendo a velocidade de cada onda, é possível determinar quantitativamente a distância entre o ponto de geração do pulso e o receptor, sabendo que quanto maior a distância, maior vai ser a diferença entre os tempos de trânsito das ondas P e S. Este mapeamento de eventos é crucial para o planejamento das próximas atividades no *play*, de modo a evitar que regiões de fraqueza sejam afetadas pelo fraturamento (EGS, 2018).

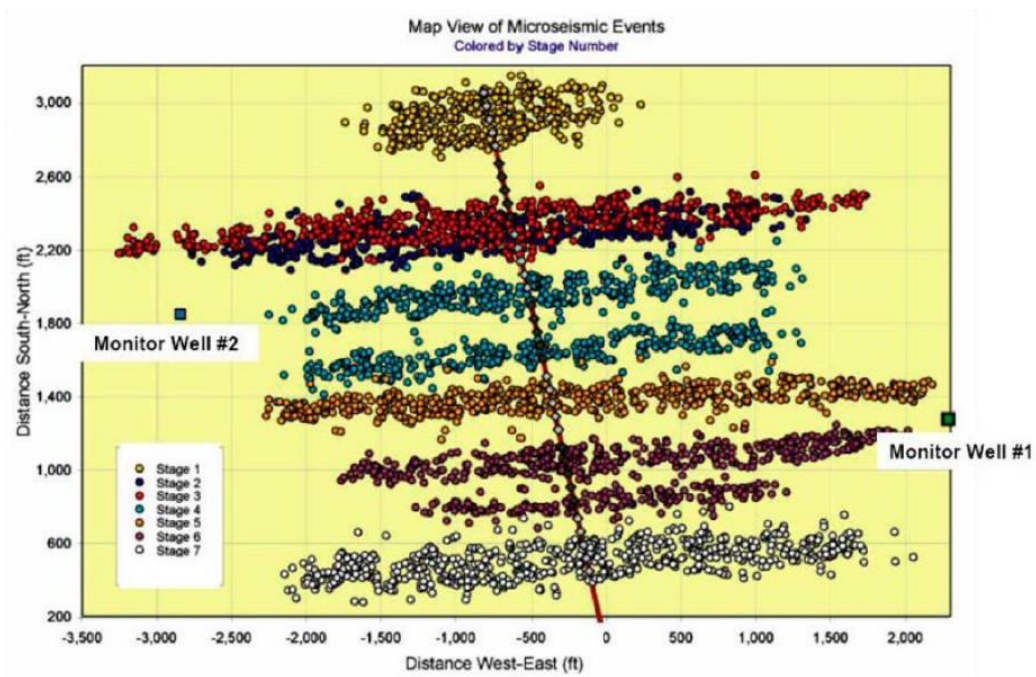


Figura 8.22: Exemplo de um mapeamento microssísmico nas adjacências de um poço com aplicação do fraturamento. Fonte: CSM (2015) apud CTMA/PROMINP (2016).

O imageamento microssísmico, como qualquer outro método, possui vantagens e desvantagens. Suas principais desvantagens se relacionam a natureza do geofone – um geofone 3C tem a capacidade de registrar as três componentes de propagação de onda, ao passo que se o sistema utilizado for baseado somente em fibra ótica e geofones tradicionais, este instrumento registrará somente a componente ao redor da fibra, de modo similar a um geofone; além disto, a resposta do instrumento varia de acordo com o ângulo de incidência da onda dentro da fibra, já que a incidência de ondas P se dá em ângulos próximos a de  $0^\circ$  e de ondas S próximos a  $90^\circ$ . (Hull et al., 2019). Contudo, as vantagens deste levantamento superam as suas desvantagens; uma delas é a possibilidade de grandes comprimentos de arranjos de aquisição, o que eleva

significativamente a localização do evento. A fibra óptica também serve para iluminar ruídos de fundo como múltiplas, ondas guiadas e inversões de polaridade, além de registrar estresses de deformações de baixas frequências.

Em somatório aos levantamentos microssísmicos, Hull et al. (2019) trabalha com levantamentos DAS e DTS para ampliação do entendimento dos eventos microssísmicos a partir da geração de *plots* acústicos de taxas de variação da deformação em função da profundidade do registro. Tiltímetros<sup>24</sup> auxiliaram os levantamentos com o registro da deformação devido a estimulação volumétrica derivada do fraturamento; a deformação é registrada em função da profundidade e pode ser trabalhada para prever a geometria das fraturas, se correlacionada com dados de DAS.

Além dos levantamentos microssísmicos, DAS e DTS, o estudo teórico de parâmetros controladores do fraturamento hidráulico também auxiliam em sua redução de impactos. Shoemaker (2019) mostra que o estresse mínimo horizontal (*Minimum Horizontal Stress* –  $S_h$ ) é um dos principais parâmetros de controle, ainda que de difícil quantificação. Esta propriedade pode ser calculada a partir de um modelo mecânico de terreno (MEM), construído pela combinação de dados de pressão de poros e de estresse de sobrecarga, a partir do cálculo do Módulo de Young e Relação de Poisson. O  $S_h$  é um dos três principais estresses que compõem o estresse em subsuperfície e sua magnitude é o principal controle da propagação de fraturas hidráulicas (Ma e Holditch, 2015), determinante para o sucesso de um poço e sua performance econômica.

Há também a possibilidade do emprego de métodos potenciais para o monitoramento da propagação das fraturas induzidas, como Fulton (2004) mostra a partir do emprego de dados gravimétricos associados a sísmica 3D para o monitoramento do arco estrutural *Muenster*, no folhelho *Barnett*. Os dados são utilizados para a redução de riscos de perfuração em zonas rochosas de alta densidade e para a construção de modelos de predição, os quais trabalham com a mudança de densidade litológica de poço para poço e indicam prováveis espessuras de camadas.

---

<sup>24</sup> Gravadores de inclinações.

## PARTE II GÁS EM FOLHELHO NA BACIA DO AMAZONAS

### 9 BACIA DO AMAZONAS

Ainda que a concentração das principais atividades de exploração de GF no Brasil se dê na bacia do Paraná, como reflexo de sua proximidade aos principais mercados consumidores de gás no país, facilitando o escoamento da produção, a realização de estudos para o potencial exploratório de GNNC em outras bacias no Brasil já é desenvolvida há alguns anos, apontando o *status* de nova fronteira exploratória deste recurso para a bacia do Amazonas.

Esta bacia, mesmo afetada pela logística de transporte dos seus produtos para os mercados, já possui exploração convencional desde a década de 80 e potencial para alterar o panorama da região Norte quanto ao abastecimento e racionalidade energética, sobretudo para atividades industriais ligadas ao setor de mineração (Cardoso e Luczynski, 2019).

#### 9.1 GEOLOGIA REGIONAL

A bacia do Amazonas localiza-se na região Norte do Brasil, abrangendo uma área sedimentar total em torno de 620.000 km<sup>2</sup> entre os estados do Pará e Amazonas, na direção Leste/Nordeste – Oeste/Sudoeste, com área explorável girando em torno de 500.000 km<sup>2</sup> (Brasil, 2015; Matsuda, 2002).

Compõe o grupo das bacias sedimentares brasileiras do Fanerozoico e das bacias sedimentares da Província Amazonas, sendo classificada como uma bacia intracratônica – ou do tipo I, se aplicada a classificação de Klemme (1980)<sup>25</sup> para bacias sedimentares, de acordo com o potencial de geração de hidrocarbonetos – predominantemente paleozoica e depositada no interior da porção setentrional da Plataforma Sul-Americana (Vasquez e Rosa-Costa, 2008; Matsuda, 2002).

Possui espessura do pacote sedimentar em torno de 5.000 m com registros de mares interiores intercalados com magmatismos básicos e alcalinos, embasado por rochas das províncias pré-cambrianas das Guianas e do Brasil-Central. Seus limites são os Escudos das Guianas ao Norte e Brasileiro ao Sul, respectivamente, e os Arcos do Purus (fronteira com a Bacia do Solimões) e do Gurupá (fronteira com a Bacia do Marajó) (Oliveira, 2015; Vasquez e Rosa-Costa, 2008).

---

<sup>25</sup> Esta classificação também indica que os atuais prospectos para a geração de gás em folhelho estão localizados em bacias do tipo III C, em margens de riftes passivos.

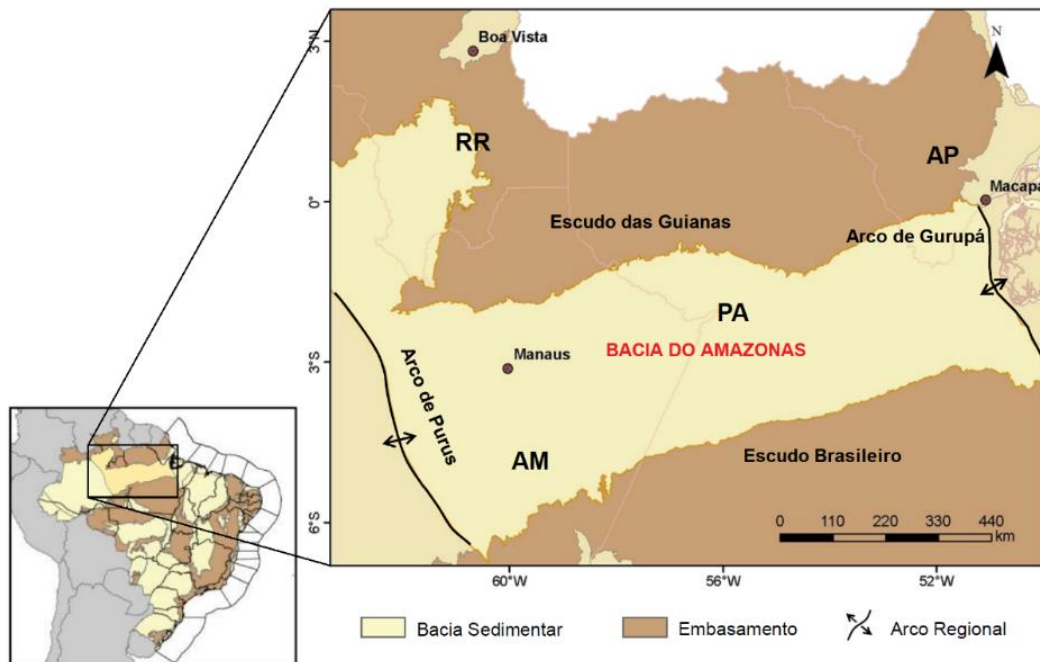


Figura 9.1: Localização geográfica da bacia do Amazonas. Fonte: Modificado de Ferreira et al. (2015).

### 9.1.1 Evolução estrutural e tectônica

Os processos de formação, preenchimento, magmatismo e reativação da bacia ainda são alvos de discussão, com estudos que apontam diferentes eventos tectônicos primordiais à formação da atual estrutura da bacia (Oliveira, 2015). O consenso se dá quanto ao início de sua história geológica, ligada a formação do supercontinente Gondwana, após a separação do Pangeia no final do período Permiano, com a consolidação da Plataforma Sul-Americana influenciada pelas orogenias do Ciclo Brasileiro/Pan-Africano que refletiram em alterações de ambiente na bacia devido a discordâncias erosivas, hiatos de sedimentação e ciclos transgressivos-regressivos (Scotese e Mackerrow, 1990; Vasquez e Rosa-Costa, 2008).

Neste contexto, Bahia e Abreu (1985) e Caputo (1984) destacam-se na aplicação de dados geofísicos de métodos potenciais e de anomalias geotermiais para a explicação da origem e evolução da bacia, interligando-a a formação de um *hot spot* com posterior soergimento, erosão, rifteamento e subsidência termal, anteriores a fase sinéclise da bacia, esta derivada do resfriamento e da sobrecarga paleozoica (Bahia, 2007).

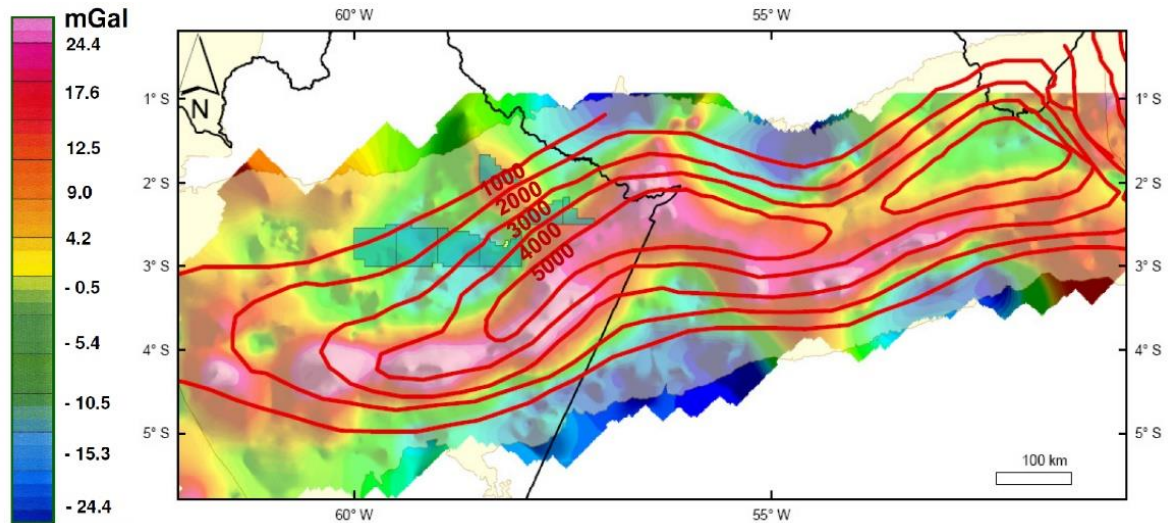


Figura 9.2: Mapa gravimétrico da bacia do Amazonas. Nota-se os altos valores registrados em seu eixo (em rosa). Fonte: Dignart e Vieira (2008).

Depositada sobre o Cráton Amazônico, seu arcabouço estrutural é composto pelos domínios geomorfológicos da Plataforma Norte, Calha Central e Plataforma Sul (Eiras, 2011), limitados por duas linhas de charneiras (Bahia, 2007). Segundo Vasquez e Rosa-Costa (2008), as principais estruturas da bacia datam do Meso-Cenozoico e são:

- a) *Arco do Purus*: constituído, em grande parte, por altos segmentos do embasamento proterozoico, além de formações do Paleozoico e Mesozoico que atuam na separação entre a bacia do Amazonas e do Solimões.
- b) *Arco do Gurupá*: rifte do Mesozoico derivado de um soerguimento no Devoniano.
- c) *Domo Monte Alegre*: resultante do soerguimento de formações do Paleozoico pelas intrusões de diabásio após a reativação tectônica da bacia.

Vale também ressaltar os registros de esforços tectônicos com base nas deformações cenozoicas dos grupos Tapajós e Javari, o que culminou na migração da camada salina capeadora dos principais sistemas petrolíferos da região e na alteração da geomorfologia da bacia. Seu embasamento proterozoico é composto por litologias da Província Tapajós-Parima e por granitos derivados da Província Carajás.

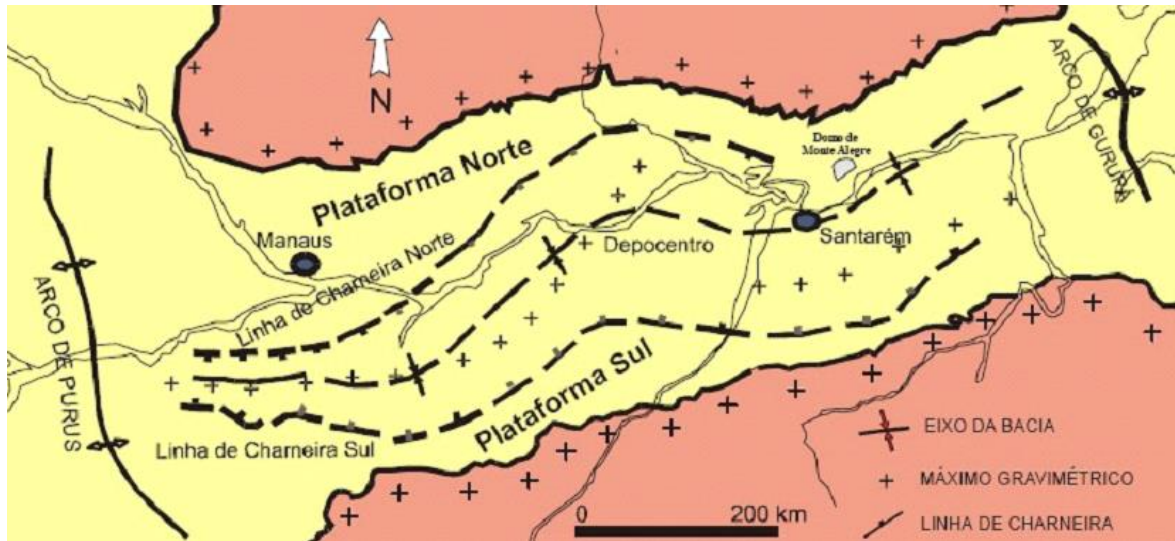


Figura 9.3: Mapa estrutural da bacia, com a indicação das estruturas meso-cenozoicas. Fonte: Wanderley Filho (1991).

Oliveira (2015) classifica a deposição de sedimentos na bacia em quatro fases distintas e Vasquez e Rosa-Costa (2008) indicam que o preenchimento da bacia se deu, principalmente, por transgressões marinhas advindas do Marajó em direção ao Arco do Purus, do Ordoviciano Superior ao Permiano Superior.

A primeira fase deposicional ocorreu com o acamamento dos folhelhos de origem marinha, diamictitos e arenitos do grupo Trombetas, conceito este que varia de acordo com a classificação tomada, o que será visto no tópico seguinte.

Esta fase é característica pela ocorrência de uma depressão intracontinental, da glaciação do Siluriano e seu registro sedimentar mais antigo é datado dos períodos Cambriano e Ordoviciano, ocasionado por eventos tectônicos associados a intrusões e resfriamento de rochas ígneas no Cráton Amazônico (Milani e Zalán, 1999; Cunha et al., 1994; Cunha, 2000; Caputo, 1984).

Já a segunda fase está relacionada a deposição pelo ciclo de transgressão e regressão marinha influenciado pela Orogenia Caledoniana e o rebaixamento do nível do mar subsequente, com a geração das primeiras erosões de camadas da bacia (Oliveira, 2015; Altiner e Savini, 1991).

Na terceira fase há a ocorrência de um novo ciclo de transgressão e regressão o qual resultou na interligação, a partir das formações do grupo Tapajós, da bacia do Amazonas com a bacia do Solimões, seguido de uma nova fase de subsidência gradual.

A última fase de deposição se deu após a reativação tectônica da bacia no Mesozoico e está ligada aos relaxamentos dos esforços compressoriais e deposição da unidade do grupo Javari (Oliveira, 2015; Vasquez e Rosa-Costa, 2008).

É importante citar as intrusões de diabásio do evento Penatecaua provenientes do magmatismo do Mesozoico e da distensão da bacia na direção de seu eixo, como reflexo da abertura dos oceanos Atlântico Norte e Equatorial (Bahia, 2007). As camadas de diabásio podem atingir até 900 m nos depocentros da bacia e se adelgaçam em direção aos arcos estruturais, o que interfere na interpretação de dados sísmicos adquiridos nos locais de intrusões, já que o alto contraste de impedância entre as camadas destas regiões é semelhante a encontrados em anomalias de zonas de gás, resultando em ambiguidade (Vasquez e Rosa-Costa, 2008; Figueiredo, 2019).

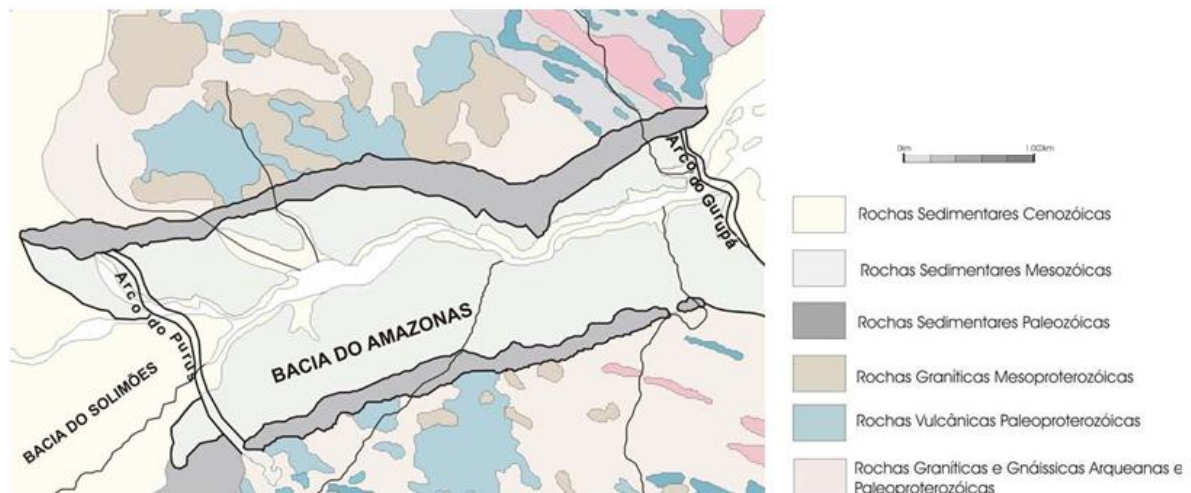


Figura 9.4: Mapa de coberturas sedimentares da bacia, indicando a variedade de litologias derivada do número de fases deposicionais. Fonte: Modificado de Bahia (2007).

### 9.1.2 Arcabouço estratigráfico

Assim como há diferentes abordagens para o estudo da evolução tectônica e estrutural da bacia do Amazonas, há também para os estudos estratigráficos. Este trabalho abordará os conceitos desenvolvidos por Caputo (1984) e por Vasquez e Rosa-Costa (2008), cujas principais diferenças referem-se à classificação da formação primordial da bacia, bem como a discussão de formações nos grupos superiores. Vale ressaltar que os conceitos a seguir são passíveis de discussões devidas as constantes evoluções dos conhecimentos geológicos e divergências quanto a diferentes classificações temporais.

Seu pacote sedimentar de cerca de 5000 m pode ser subdividido em duas sequências sedimentares distintas: a primeira paleozoica, recortada por diques e soleiras de diabásio e composta por formações dos grupos Purus, Trombetas, Urupadi, Curuá e Tapajós, e a segunda sequência meso-cenozoica, acima do magmatismo Penatecaua, com as formações do grupo Javari.

Vasquez e Rosa-Costa (2008) classificam a unidade paleozoica a partir do grupo Purus, o qual comporta as informações iniciais do rifteamento da bacia. É composto pela formação Prosperança, de idade de deposição controversa – estimada entre o Proterozoico Médio e Superior – e constituída por camadas de arenitos, siltitos e arcósios, intercaladas com seixos de quartzo, quartzito e riolito. As principais estruturas sedimentares dessa formação são as estratificações cruzadas e plano-paralelas nos arenitos e as laminações nas rochas lamosas.

Caputo (1984) também indica a formação Prosperança como primordial, de idade pré-cambriana e localizada na parte mais central e profunda da bacia, com estimativa de espessura de 1000 m em direção ao Arco do Purus. Contudo, não a classifica como parte do grupo Purus e insere uma formação acima da Prosperança, denominada de Acari, também designada por Cunha et al. (1994), como uma sequência carbonática no flanco sudoeste da bacia e constituída por finas camadas de calcários e dolomitas, intercaladas a siltitos e argilitos avermelhados (Caputo, 1984; Petronilho, 2014). Já Cunha et al. (1994) classificam as formações Prosperança e Acari como grupo Purus.

Vasquez e Rosa-Costa (2008) subdividem o grupo Trombetas nas formações Autás-Mirim (intercalações de arenitos e siltitos de ambiente fluviais e estuarinos, depositados durante o Ordoviciano Superior), Nhamundá (siltitos, diamictitos, arenitos com estratificações cruzadas e bioturbações e folhelhos no topo da formação), Pitinga (com potencial de geração de HC abaixo da geradora principal da bacia e constituída por arenitos, diamictitos e folhelhos silurianos glacio-marinhos cinzas, plásticos, com nódulos de siderita e pirita) e Manacapuru (siltitos de ambiente litorâneo e arenitos de deposição siluro-devoniana).

Acima, encontra-se o grupo Urupadi com as formações Maecuru (arenitos, siltitos e folhelhos fluvio-deltáicos e neríticos do Devoniano Inferior, subdividida nos membros Jatapu – base – e Lontra – topo) e Ererê (arenitos, siltitos, folhelhos e intrusões de diabásio).

Já o grupo Curuá é constituído por: a) formação Barreirinha: denominação relacionada a localidade na qual se deram os primeiros estudos de seus afloramentos, é a principal rocha geradora dos sistemas convencional e não convencional, composta por folhelhos negros, laminados, carbonosos, micáceos, piritosos e radioativos, além de arenitos, com deposição marinha profunda da maior parte das litologias; b) formação Curiri, com rochas de ambiente

glacial compostas por lâminas de silte, diamictitos e folhelhos negros e cinzas, micáceos, fossilíferos e laminados, com potencial para a geração e acumulação de GNNC (informação verbal)<sup>26</sup>; c) formação Oriximiná, com a presença de arenitos, siltitos, diamictitos e folhelhos, com variação de ambiente deposicional, e d) formação Faro, com arenitos finos e ferruginosos em sua base e siltes e folhelhos no topo.

O grupo Tapajós comporta as rochas reservatórios e capeadoras do Carbonífero Médio para os sistemas convencionais: a) formação Monte Alegre, composta por quartzo-arenitos fluvio-eólicos, intercalados a camadas de carbonatos de ambiente marinho raso; b) formação Itaituba, formada por arenitos, siltitos, folhelhos, anidritas e calcários, com intercalação destas camadas do topo a base a formação, e c) formação Nova Olinda, composta por arenitos, siltitos e folhelhos em sua parte basal e halitas, anidritas e lentes de calcário no topo; litologias derivadas de ambientes marinhos restritos hipersalinos associados a fluvio-lacustres.

Caputo (1984) aponta, acima da formação Nova Olinda, a formação Andirá, com espessura máxima em torno de 720 m e composta por siltitos, folhelhos e camadas de argilitos intercalas com calcários, registrando a transformação de um ambiente marinho de formação de sedimentos químicos em uma bacia continental sem a influência marinha.

Destaca-se, também, o sequenciamento dos grupos paleozoicos abordado por Bahia (2007) a partir das distintas fases de deposição e eventos orogenéticos: (A) a sequência Ordoviciano-Devono/Siluriano, agrupando o grupo Trombetas influenciado pela Orogenia Caledoniana, (B) a sequência Devoniano-Carbonífero, depositada no segundo ciclo de regressão e transgressão e correspondente aos grupos Urupadi e Curuá, e (C) a sequência Permo-Carbonífero, correspondente a terceira fase de deposição na bacia com um novo ciclo-transgressivo-regressivo e composta pelas rochas do grupo Tapajós.

---

<sup>26</sup> Informação fornecida pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevista realizada em seu escritório, em Belém, em dezembro de 2018.

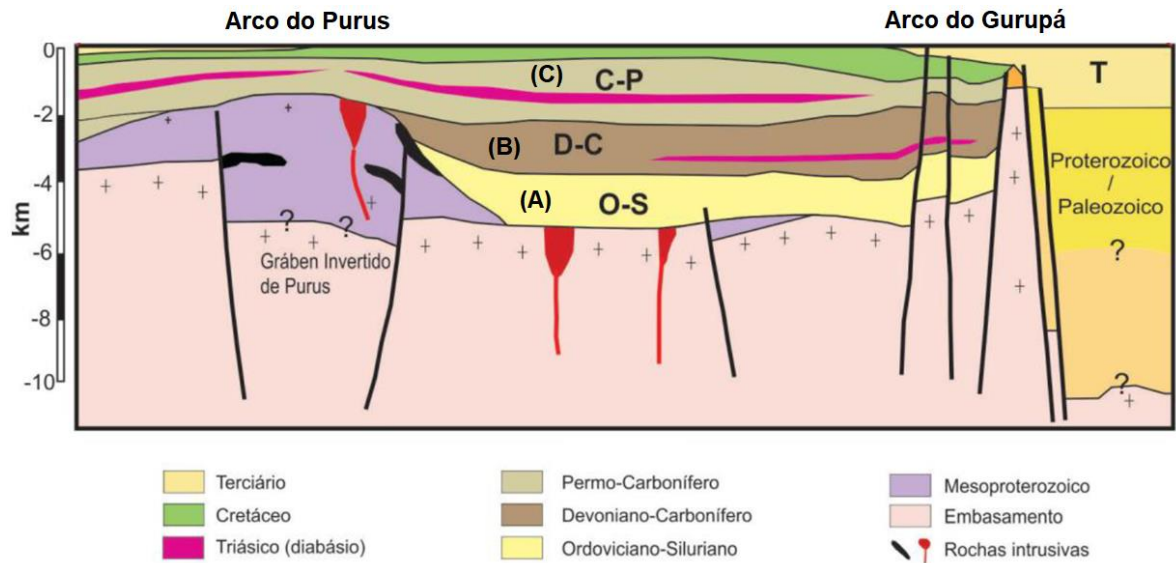


Figura 9.5: Seção transversal da bacia do Amazonas. Fonte: Wanderley Filho (2001) apud Pereira et al. (2012).

Vasquez e Rosa-Costa (2008) definem a separação entre as sequências paleozoica e meso-cenozoica a partir das intrusões de diabásio na borda Sul da bacia, datadas do Jurássico e Cretáceo, somadas a ocorrências ao Norte e no embasamento pré-cambriano, gerando alto contraste de anomalias magnéticas em quase toda a bacia. Além disto, há quatro grupamentos de intrusões de kimberlitos em domínios pré-cambrianos e cortando as formações do grupo Tapajós.

A curta sequência meso-cenozoica é composta pelas rochas do grupo Javari, subdividida em: a) formação Alter-do-Chão, correspondente a intercalações de arenitos, pelitos e conglomerados de ambiente fluvial de alta energia e de grande importância devido as estimativas de reserva de água subterrânea no Sistema Aquífero Grande Amazônia<sup>27</sup>, com potencial para um dos maiores reservatórios de água doce do mundo (Abreu et al., 2013); e b) formação Solimões, com sedimentos terciários essencialmente argilosos (Cunha et al., 1994) e com poucos afloramentos na bacia.

Caputo (1984) não classifica a formação Alter-do-Chão como parte do grupo Javari e inclui uma nova formação acima desta, a formação Almeirim, uma fina camada de deposição neógena, de ocorrência na parte leste da bacia e de composição similar a Alter-do-Chão (arenitos, siltitos e argilitos), separadas por uma desconformidade. Representa o último registro de cobertura sedimentar na porção da bacia localizada no estado do Pará.

<sup>27</sup> O SAGA será retomado com maiores detalhes na Parte III deste trabalho.

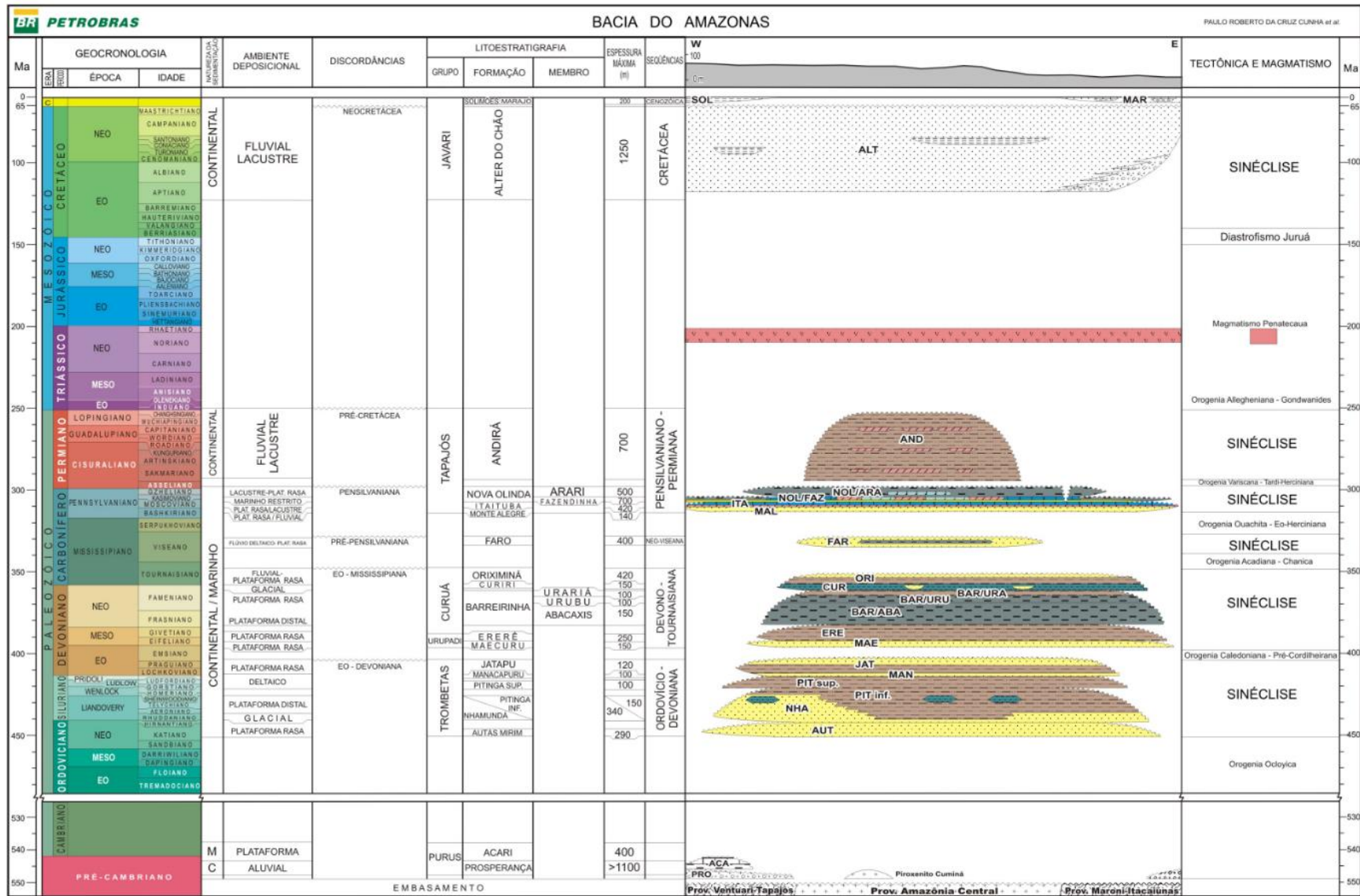


Figura 9.6: Carta estratigráfica completa da bacia do Amazonas. Fonte: Cunha et al. (2007).

## 9.2 POTENCIAL EXPLORATÓRIO CONVENCIONAL

A bacia do Amazonas possui exploração de longa data, sendo uma das pioneiras na coleta de dados para o entendimento do potencial brasileiro para HC (Peyerl, 2017). Contudo, dificuldades logísticas devido a localização dos *plays* na Floresta Amazônica, distância em relação aos principais mercados consumidores de combustíveis fósseis no país, bem como discussões políticas e de proteção ao meio ambiente, refletiram no seu baixo índice de exploração nos últimos 100 anos.

Ainda assim, é necessário ressaltar as principais conquistas realizadas e o seu potencial para geração de hidrocarbonetos convencionais, o qual é a base para as pesquisas acerca do potencial não convencional. Vale destacar que as conceituações dos dados geoquímicos apresentados a seguir serão abordadas no capítulo seguinte.

### 9.2.1 Histórico exploracional

Os mapeamentos geológicos realizados a partir da década de 80 do século XIX foram cruciais para as futuras explorações na bacia, ganhando impulso com os vários projetos de pesquisa desenvolvidos por geólogos da PETROBRAS a partir de 1954 (Caputo, 1984), com a coleta de dados durante os anos 1950 e 1960 para a caracterização da rocha reservatório da região (Oliveira, 2015) e com os levantamentos para o detalhamento da bacia desenvolvidos pelo Projeto RADAM (Bahia, 2007). Em 2015, sua exploração se dava em quatro blocos exploratórios que, somados, atingiam cerca de 31.000 km<sup>2</sup> (ANP, 2014).

As primeiras pesquisas efetivas para exploração, ainda anteriores a criação da PETROBRAS em 1953, foram desenvolvidas pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), a partir de 1917, focando na pesquisa de jazidas de carvão, resultando nas perfurações pioneiras de poços para exploração petrolífera datadas de 1925 (Dignart e Vieira, 2008).

O primeiro poço com comprovação de existência de gás natural convencional foi perfurado em 1930, a partir da sondagem nº 88 realizada na expedição comandada pelo geólogo Pedro de Moura – o precursor na descoberta de petróleo na Amazônia – na cidade de Itaituba, no vale do Rio Tapajós (Eiras, 2011; Brasil, 2015). Após a criação da PETROBRAS, convencionou-se subdividir a exploração da bacia do Amazonas em 3 fases distintas: a primeira de 1953 a 1967, a segunda de 1971 a 1990 e a terceira a partir de 1999 (Dignart e Vieira, 2008).

Brasil (2015) define a primeira fase exploratória fundamental, ainda que antieconômica, a partir do êxito na exploração sub-comercial de óleo e gás no reservatório da formação Nova Olinda, com o total de 111 poços perfurados na região, sendo 58 pioneiros (primeiros poços exploratórios a serem perfurados em uma campanha) e 53 estratigráficos (para a retirada de

testemunhos, amostras de calha e avaliação de formação). As reservas de óleo e gás espalharam-se pela bacia, sendo as regiões de Faro, Fordlândia, Buiçu e Sampaio prospectoras de gás e as de Autás-Mirim, Andirá e Maués para a exploração de óleo.

A segunda fase trouxe a realização de levantamentos sísmicos para otimização das descobertas comerciais de óleo e gás, além da perfuração de novos poços que, somados aos anteriores, já contabilizavam 149 pontos por toda a bacia. Novas descobertas sub-comerciais de óleo foram realizadas nos poços dos Lago Tucunaré e do Igarapé Cuia, além das indicações nas localidades do Igarapé Jacuraru e de Autás-Mirim (COPPE, 1999). Prospectos para gás foram identificados em Belterra, Fazendinha, Riacho Castanho Mirim e Tauari (Brasil, 2015).

Já a terceira fase é a mais bem-sucedida para a exploração na bacia, a partir de descobertas sub-comerciais já em 1985. Na década de 90, deu-se a declaração de viabilidade econômica para a exploração e desenvolvimento de dois campos gasíferos a partir da perfuração de poços nos arenitos carboníferos da formação Nova Olinda: o campo de Azulão, em 1999, com a descobertas no poço 1-RUT-1-AM, resultando na futura exploração de gás natural e de condensado de óleo e gás no campo; e o campo de Japiim, em 2001, com a perfuração do poço 1-BRSA-98-AM para a exploração de gás natural não associado. Até 2015, as reservas totais dos campos de gás convencional somavam 200 bilhões de pés cúbicos e de óleo giravam em torno de 1,46 milhões de barris (Dignart e Vieira, 2008; Brasil, 2015; ANP, 2014).

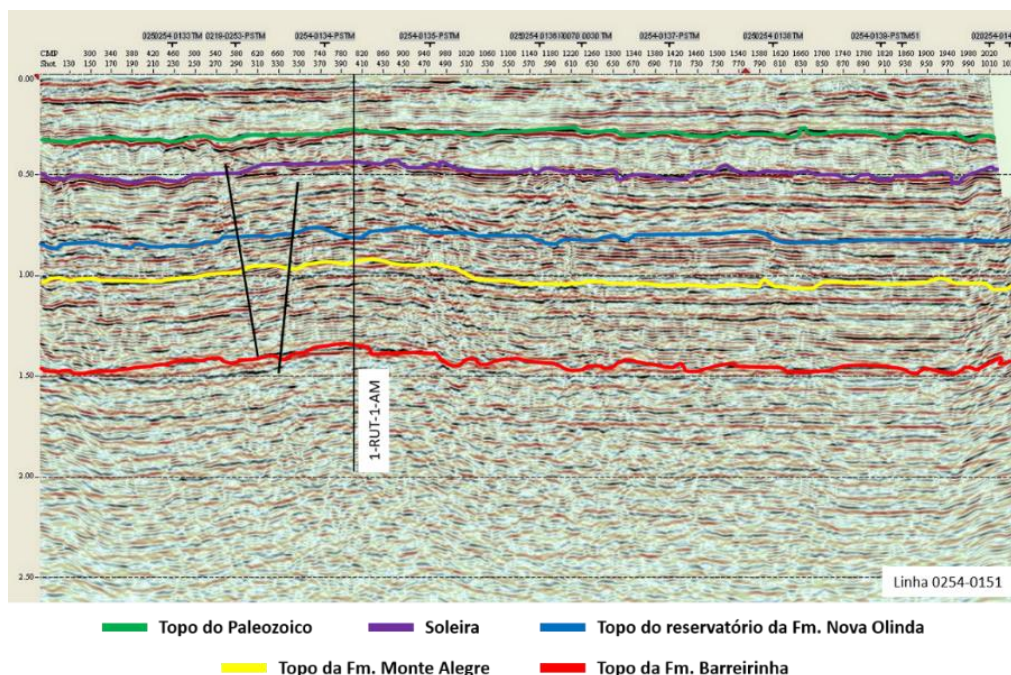


Figura 9.7: Sismograma CMP referente a descoberta do campo de gás Azulão, indicando as formações geradora, reservatório e possíveis trapas. Fonte: Modificado de Dignart e Vieira (2008).

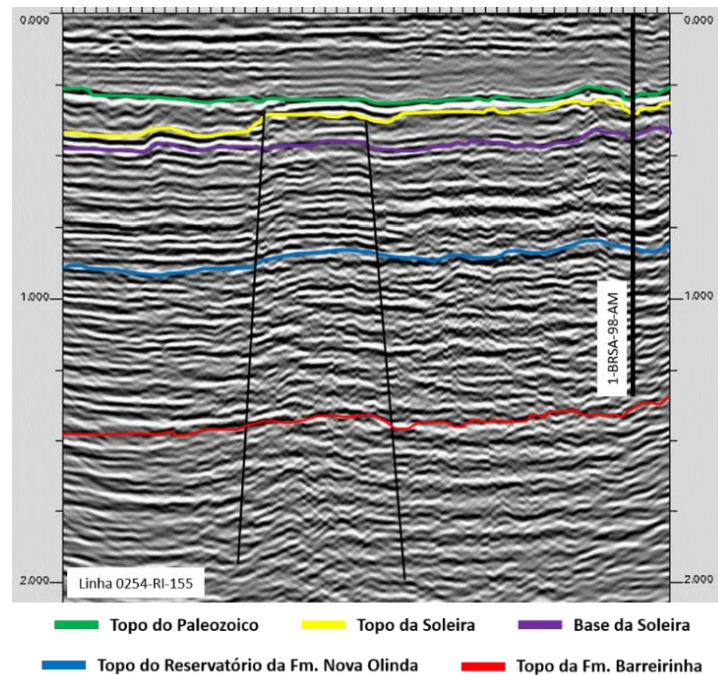


Figura 9.8: Sismograma referente a descoberta do campo de gás Japiim, indicando as formações geradora, reservatório e possíveis trapas. Fonte: Modificado de Dignart e Vieira (2008).

Hoje, a bacia do Amazonas conta com um total de 217 poços exploratórios perfurados, além de mais de 40.000 quilômetros de dados de linhas sísmicas 2D e cerca de 1.500 m<sup>2</sup> de área para a sísmica 3D, distribuídas entre dados públicos e privados, adquiridas para o aumento de resolução dos dados gravimétricos e magnetométricos – regionais e de baixa intervalo de amostragem – colhidos por quase 15 anos para identificação e delimitação de estruturas potenciais a acumulação de petróleo, definição de topo do embasamento e de zonas maduras e supermaturas, devido à proximidade de estruturas intrusivas (Brasil, 2015; Gomes, 2008; Luczynski, 2014).

A maioria dos poços perfurados concentra-se no entorno da Plataforma de Manaus, área potencial para a exploração de óleo, e seguindo o caminho percorrido pelo rio Tapajós, onde residem as principais ocorrências de gás na bacia (informação verbal)<sup>28</sup>.

<sup>28</sup> Informações fornecidas pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevistas realizadas em seu escritório, em Belém, em dezembro de 2018 e abril de 2019.

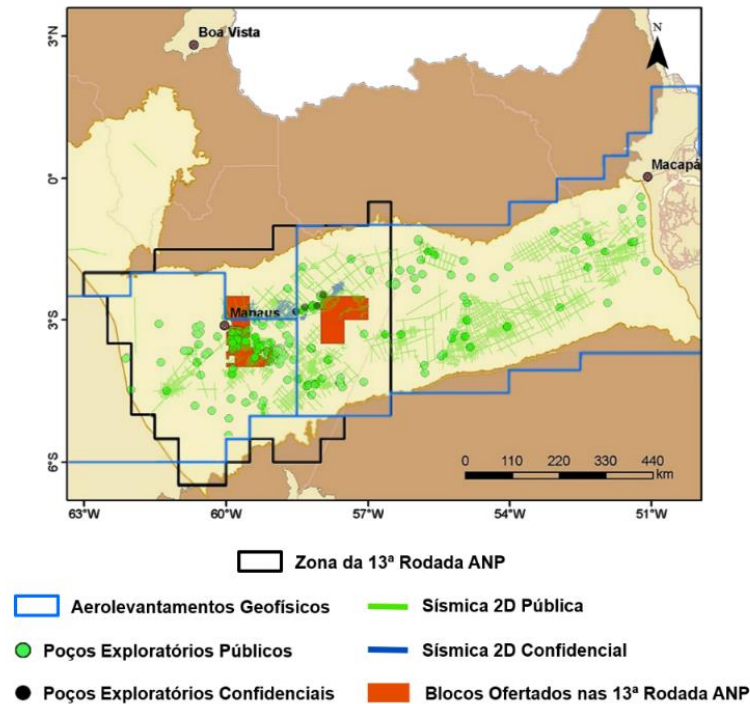


Figura 9.9: Classificação e espalhamento dos dados disponíveis para a bacia até a 13ª Rodada de Licitações da ANP. Fonte: Modificado de Ferreira et al. (2015).

## 9.2.2 Sistemas petrolíferos convencionais

Os dados geoquímicos coletados desde as primeiras campanhas para a delimitação do potencial da bacia para hidrocarbonetos identificaram a presença de duas principais fontes de matéria orgânica, as formações Pitanga e Barreirinha. Vale, também, destacar a formação Curiri como potencial geradora de óleo e gás, porém com maior destaque para a geração e acumulação de gás não convencional (Petronilho, 2014; Trigüis, 2005; informação verbal<sup>29</sup>).

Considera-se a existência de três sistemas petrolíferos convencionais na bacia, levando em consideração rochas geradoras e reservatórios – sistema Barreirinha-Curiri, sistema Barreirinha-Monte Alegre e sistema Barreirinha-Nova Olinda (Ferreira et al., 2015; Brasil, 2015). A distribuição temporal dos processos de geração, migração, maturação, captura e armazenamento de HC na bacia estão descritos em sua carta de eventos<sup>30</sup>.

<sup>29</sup> Informações fornecidas pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevistas realizadas em seu escritório, em Belém, em dezembro de 2018 e abril de 2019.

<sup>30</sup> Correlaciona os eventos primordiais a formação de um sistema petrolífero ao seu determinado tempo geológico, indicando duração e sincronismo de cada evento. É uma das principais ferramentas para a avaliação de reservas.

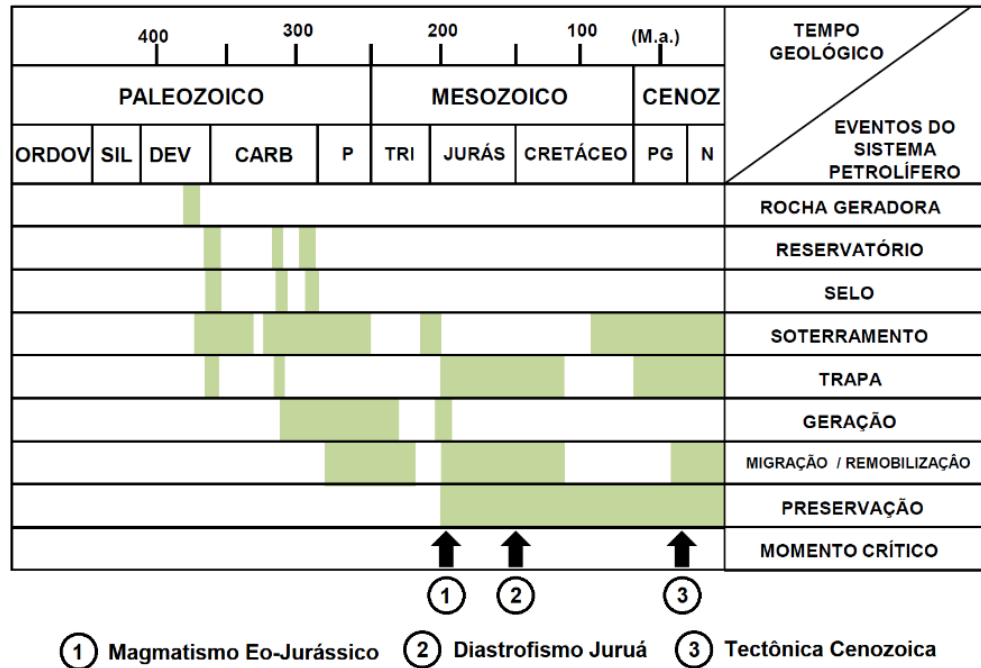


Figura 9.10: Carta de eventos de formação dos sistemas petrolíferos da bacia do Amazonas. Fonte: Modificado de Ferreira et al. (2015).

### 9.2.2.1 Rochas geradoras

As sequências siluriana e devoniana englobam as principais formações geradoras da bacia, respectivamente Pitanga e Barreirinha. Os folhelhos geradores radioativos de ambientes marinhos anóxicos desta região possuem variação média no teor de COT de 2 a 5%, potencial gerador (PG) entre 4 e 15 mgHC/gROCHA e acumulações para matérias orgânicas do tipo II e III (Dignart e Vieira, 2008; Gonzaga et al., 2000).

A formação Barreirinha é considerada a principal geradora dos sistemas petrolíferos. Sua base pode atingir até 160 metros de espessura no depocentro da bacia e seu topo até 150 metros (Brasil, 2015; Gomes, 2008). Análises geoquímicas indicam que o seu teor de carbono orgânico total pode atingir até 11%, com variação entre 3 e 8% para a parte basal da formação e de 1 a 2% para a sua porção superior, além de PG variando entre 4 e 20 mgHC/gROCHA na direção da base para o topo (Gonzaga et al., 2000; Eiras e Wanderley Filho, 2004; Gomes, 2008).

Sua reflectância de vitrinita aponta que sua maturação varia entre pontos imaturos a senis, com maiores índices de maturação por soterramento e termal por intrusões ígneas (Eiras e Wanderley Filho, 2004).

Já a formação Pitanga é considerada uma geradora secundária, atingindo espessura de até 120 metros no depocentro e até 40 m na plataforma da bacia, com valores de COT entre 2

e 4% e PG em até 14 mgHC/gROCHA (Brasil, 2015; Petronilho, 2014; Gomes, 2008).

Devido a acumulação de matéria orgânica nesta formação, especula-se a possibilidade da constituição de um sistema petrolífero interligando a formação Pitinga aos reservatórios da formação Monte Alegre (Petronilho, 2014). A formação Curiri<sup>31</sup> também possui potencial para classificação como rocha geradora, pois apresenta variação de COT entre 1 e 2% e PG atingindo até 3 mgHC/gROCHA (Trigüis, 2005).

#### 9.2.2.2 Rochas reservatórios

Os principais reservatórios da bacia são datados do Carbonífero Médio e Superior e do Devoniano Superior, sendo, respectivamente, as lentes de arenitos flúvio-glaciais da formação Curiri, os arenitos eólicos da formação Monte Alegre e os arenitos parálicos da formação Nova Olinda. Vale a pena ressaltar as ocorrências de óleo e gás, ainda que em menor escala, nas formações Nhamundá, Manacapuru, Maecuru, Ererê, Oriximiná, Faro e Itaituba (Dignart e Vieira, 2008; Ferreira et al., 2015).

Os arenitos e diamictitos da formação Curiri derivam de sedimentação em vales glaciais após os rebaixamentos do nível do mar, com variação de espessura de algumas dezenas de metros (Brasil, 2015; Petronilho, 2014). Gonzaga et al. (2000) indicam que sua permeabilidade varia de 1 a 400 mD e sua porosidade pode atingir até 20%. Já os reservatórios da formação Nova Olinda podem variar de 6 a 40 metros de espessura, com porosidade em cerca de 20% e permeabilidade variando entre 50 e 300 mD (Gomes, 2008; Brasil, 2015).

Entre estes dois reservatórios está localizada a principal zona de acumulação de hidrocarbonetos da bacia, devido a sua excelência nos parâmetros fundamentais para um reservatório – a formação Monte Alegre. Sua porosidade é predominantemente secundária e sua permeabilidade, dependendo do ponto analisado, pode chegar em até 1200 mD (Petronilho, 2014); suas fácies de sedimentos fluviais e eólicos possuem porosidade de até 25% e permeabilidade entre 150 e 380 mD (Brasil, 2015; Gonzaga et al., 2000).

#### 9.2.2.3 Rochas selantes

Os principais selos da bacia datam do Carbonífero e Devoniano, com o capeamento dos reservatórios da formação Curiri pelos seus próprios folhelhos e diamictitos, dos reservatórios da formação Monte Alegre pela formação Itaituba e de Nova Olinda pelas suas respectivas camadas de evaporitos (Dignart e Vieira, 2008; Petronilho, 2014).

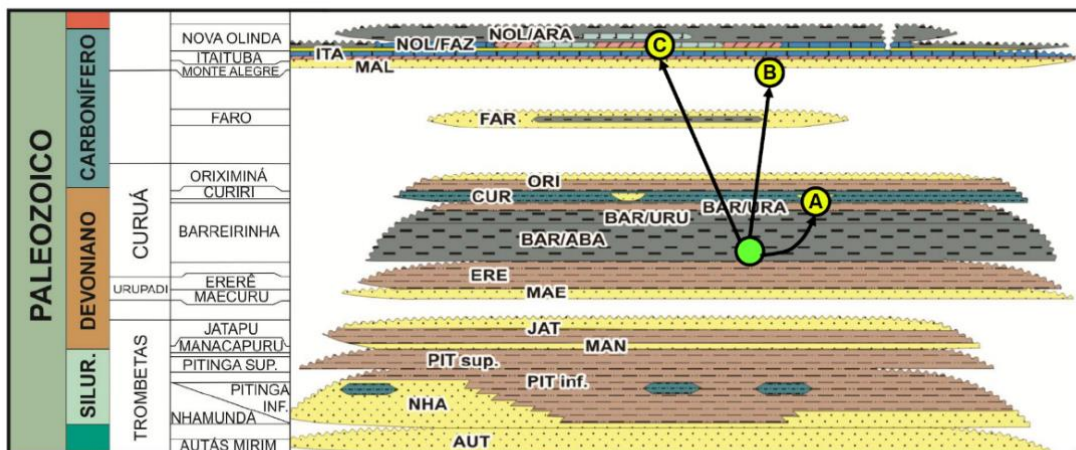
---

<sup>31</sup> Seu potencial será melhor apresentado no capítulo 10.

#### 9.2.2.4 Armadilhas e processos de migração

Após uma maturação satisfatória dos hidrocarbonetos no Carbonífero Superior (para o depocentro) e Permiano Inferior (zonas de borda) (Gonzaga et al., 2000), os processos de migração pela bacia ocorreram de forma primária e secundária. As primeiras acumulações se deram nos arenitos devonianos acima das geradoras, com posterior migração secundária a partir de discordâncias e planos de falhas verticais mais antigas em direção a reservatórios carbonáticos mais recentes (Brasil, 2015; Petronilho, 2014).

Há a existência de sistemas de trapas estruturais estratigráficas e mistas, ligados a eventos tectônicos compressivos do Paleozoico anteriores a própria fase de geração de hidrocarbonetos (Brasil, 2015), com predominância de armadilhas estruturais como blocos de falhas reversas e domos, associadas discordâncias (Dignart e Vieira, 2008).



**A - Sistema Barreirinha-Curiri B - Sistema Barreirinha-Monte Alegre C - Sistema Barreirinha-Nova Olinda**

Figura 9.11: Sistemas petrolíferos convencionais da bacia do Amazonas. Fonte: Modificado de Ferreira et al. (2015)

#### 9.2.2.5 Plays exploratórios

Ferreira et al. (2015) apresentam os três principais *plays* de exploração na bacia – os arenitos silurianos e devonianos da formação Curiri e os arenitos carboníferos das formações Monte Alegre e Nova Olinda. O *play* da formação Curiri apresenta predominância de armadilhas estratigráficas, enquanto os arenitos eólicos da formação Monte Alegre e os arenitos parálicos da formação Nova Olinda apresentam distribuição majoritária de trapas estruturais (Brasil, 2015). Atualmente, esses *plays* correspondem aos campos de gás em desenvolvimento de Azulão (área de 21 km<sup>2</sup>) e Japiim (área de 12,2 km<sup>2</sup>) (Dignart e Vieira, 2008).

## 10 POTENCIAL PARA GÁS EM FOLHELHO

O desenvolvimento de estudos para identificação do potencial para geração e acumulação de gás não convencional em formações de folhelho caminha junto a evolução da exploração de campos convencionais. Os principais parâmetros pesquisados são similares aos de reservatórios convencionais, diferenciando-se na forma de acumulação de recursos para estimativas de volume, definição de viabilidade de recuperação e de economicidade do reservatório. Estas especificidades refletem na necessidade da interpretação conjunta de dados geoquímicos e geofísicos para a redução de riscos exploratórios na modalidade não convencional.

### 10.1 PARÂMETROS GEOQUÍMICOS DETERMINANTES

#### 10.1.1 Matéria orgânica

Segundo Luczynski (2016), a origem dos hidrocarbonetos possui duas possíveis abordagens no meio científico – uma orgânica e uma inorgânica. A origem inorgânica leva em consideração um contexto abiótico no qual os hidrocarbonetos são gerados a partir de moléculas estáveis oriundas do manto terrestre.

Contudo, este trabalho tratará somente da suposição orgânica para a origem do petróleo e gás natural, cujas principais fontes de geração advêm da matéria vegetal marinha microscópica – fitoplanctons, em maioria, e zooplanctons – derivada de processos como a fotossíntese e oxidação, com posterior transporte para deposição em bacias a partir de agentes naturais de movimento como água, vento ou gelo (Mabecua, 2018).



Figura 10.1: Exemplos de matéria orgânica geradora de HC. Fonte: Link (1988).

As porcentagens de matéria orgânica, tanto marinhas, terrestres e de fósseis, tendem a apresentar composições similares – lipídios, proteínas, carboidratos e lignina em restos de plantas superiores, como gimnospermas e angiospermas. Quando submetidas a processos de temperatura e pressão adequados, estes compostos podem resultar em distintos tipos de querogênios acumulados nas rochas sedimentares nas quais se depositaram (Luczynski, 2016).

Vale destacar os principais “dogmas” da Geologia do Petróleo: toda rocha sedimentar possui matéria orgânica e, assim, somente rochas sedimentares podem gerar óleo e gás, o que derruba as conceituações que, como ditas anteriormente, relacionam o gás em folhelho a sua ocorrência no xisto.

As alterações da matéria orgânica são funções do tempo, temperatura e origem da matéria (Brooks e Shaw, 1972) e resultam na produção de uma rocha-fonte de hidrocarbonetos durante a deposição de sedimentos em uma bacia. Hoje, 70% das rochas-fontes são datadas do Mesozoico e 15% do Cenozoico (Luczynski, 2016).

Esta produção se dá em ambientes preferenciais, como grandes lagos anóxicos datados do Eoceno, bacias anóxicas de circulação de água restrita do Jurássico Inferior, em leitos anóxicos produzidos por ressurgência e os derivados de oceano aberto, principalmente do Jurássico Superior e do Cretáceo Médio (Demaison e Moore, 1980; Brumsack, 1980; Wakeham et al., 1980).

Em todos estes ambientes, a maturação da matéria orgânica se dá por processos similares, com reflexos químicos, físicos e biológicos e seus produtos podem ser classificados de acordo com a sua origem e potencial.

#### 10.1.1.1 Processos de maturação

Com a deposição dos sedimentos e resquícios de matéria orgânica em ambientes preferenciais, seguem-se os processos de soterramento (Mabecua, 2018). Para esta etapa, Welte (1978) define os três estágios de maturação da matéria como diagênese, catagênese e metagênese.

O primeiro estágio corresponde a tentativa de equilíbrio do processo de maturação a partir de modificações químicas, físicas e microbiológicas da matéria orgânica durante o soterramento inicial a baixas temperaturas. É responsável pela consolidação da matéria orgânica e sedimentos nos primeiros intervalos de deposição na bacia, com algumas centenas de metros de profundidade.

No segundo estágio, a catagênese, o aumento da temperatura em função do soterramento resulta na degradação acelerada da matéria orgânica, resultando nas primeiras gerações de hidrocarbonetos em estados fluidos. Já a metagênese representa o último estágio de maturação

da matéria na bacia, com altos valores de pressão e temperatura e consequente exposição das litologias a processos que podem levar ao metamorfismo e a carbonização da matéria orgânica da rocha-fonte.

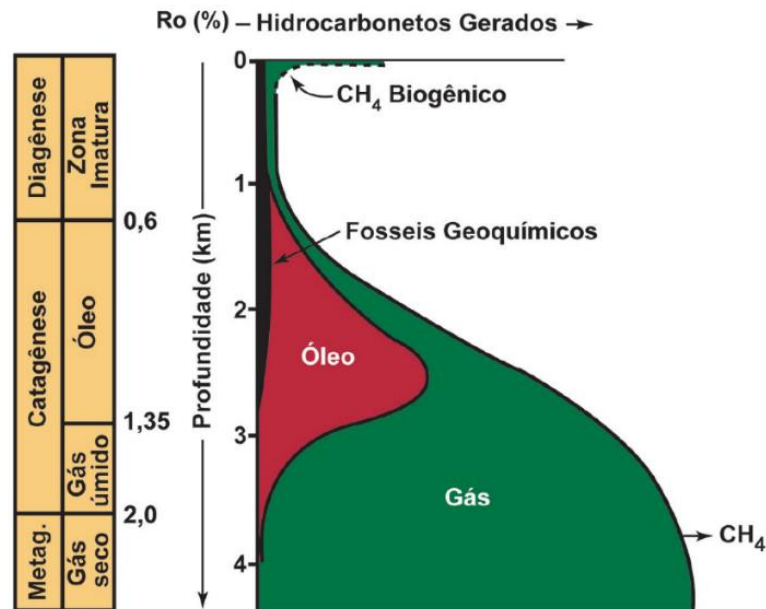


Figura 10.2: Janelas de geração de HC relacionadas aos estágios diagenéticos em função da profundidade. Fonte: Santos Neto (2004).

#### 10.1.1.2 Querogênios

A composição de uma rocha sedimentar, para a Geologia do Petróleo, pode ser tomada como 99% de matéria mineral e 1% de matéria orgânica. Deste 1%, 2% corresponde a parte solúvel da matéria por temperatura, denominada de betume, e os outros 98% são compostos por materiais amorfos e insolúveis, os querogênios (Figura 10.3) (Luczynski, 2016).

Designada como sapropel até 1910 (Luczynski, 2014), esta porção da matéria orgânica teve a primeira referência a querogênio empregada em 1912, para a descrição de folhelhos pirobetuminosos na Escócia. Hoje, é classificado como um polímero de matéria orgânica sedimentar insolúvel em solventes orgânicos e de alto peso molecular (Durand, 1980; Link, 1988).

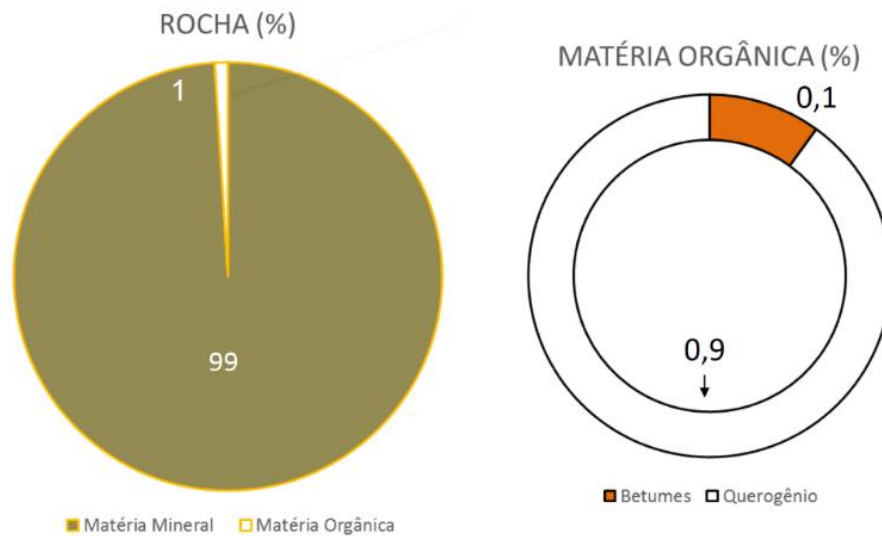


Figura 10.3: Diagrama simplificado das porcentagens de matéria orgânica e querogênio em uma rocha sedimentar. Fonte: Luczynski (2016).

Luczynski (2014) indica que a produção do querogênio pode se dá tanto em ambientes marinhos quanto em terrestres, classificando-os quanto a origem, composição e potencial para geração de hidrocarbonetos em:

- a. Tipo I:* ocorre na forma de liptinito ou de modo amorfo, a partir de corpos algáceos e materiais sem estruturação definida, ambos de origem marinha. Possui altas quantidades de hidrogênio e baixo teor de oxigênio devido as suas sequências de cadeias carbônicas alifáticas. Tem potencial para a geração de óleo.
- b. Tipo II:* derivado de materiais sem estruturação, é acrescido de resíduos vegetais como esporos e pólen. Apresenta altos teores de hidrogênio, porém menores se comparados aos do alginito. Ocorre na forma de exinito ou amorfa e possui potencial para óleo.
- c. Tipo III:* este é o principal tipo de querogênio com potencial para geração de gás, de maior interesse em campanhas para gás em folhelho. Também pode ser denominado de vitrinito e é gerado a partir de humus e fragmentos de fibras lenhosas (lignina). Contém altos teores de oxigênio e baixos níveis de hidrogênio.
- d. Tipo IV:* este querogênio não possui potencial para geração de hidrocarbonetos devido a sua origem lenhosa, reciclada e oxidada, o que influencia no seu alto teor de carbono e baixo teor de hidrogênio.

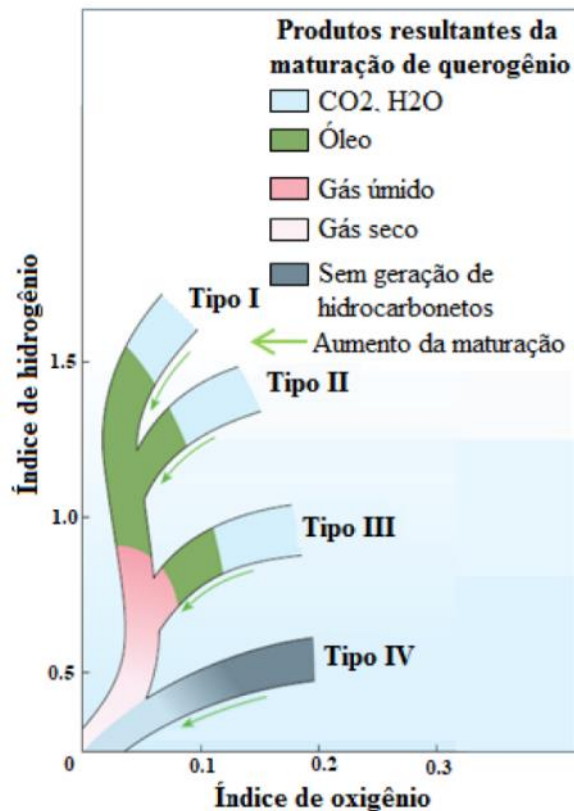


Figura 10.4: Diagrama de Van Krevelen para a indicação de produtos derivados de cada querogênio.

Fonte: Modificado de Boyer et al. (2006).

## 10.1.2 Indicadores de potencial

### 10.1.2.1 Carbono Orgânico Total (COT)

Tissot e Welte (1984) apontam que a quantificação do teor de Carbono Orgânico Total foi um dos primeiros métodos geoquímicos indiretos a obter sucesso na identificação de matéria orgânica presente numa rocha-fonte, o que resultou em uma significativa redução no tempo de análise de uma determinada amostra.

O processo consiste na remoção de carbonos das amostras os quais, em contato com o oxigênio do ar, entram em combustão e permitem a identificação da quantidade de querogênio da amostra a partir da relação entre o carbono orgânico presente e a fração mineral da rocha (Oliveira, 2015).

O teor de COT é uma função direta da quantidade e do grau de preservação da matéria orgânica disponível e da taxa de sedimentação e soterramento, com tendência a redução de valores nos estágios da catagênese e metagênese (Tissot e Welte, 1984; Petronilho, 2014).

Geralmente, o valor de COT para classificação de uma rocha como geradora está em torno de 1%, enquanto o teor comercial está para valores acima de 2%, sendo este o valor base

de folhelhos geradores (Tissot e Welte, 1984; Luczynski, 2014; Peters e Cassa, 1994). Além quantificar a matéria orgânica em uma rocha, o teor de COT também pode ser aplicado para estudos de maturação por soterramento da bacia, tendo em vista que altos teores refletem baixo grau de maturação (COT acima de 10%) (informação verbal)<sup>32</sup>.

#### 10.1.2.2 Reflectância de vitrinita (%R<sub>o</sub>)

A vitrinita é classificada como um dos três grupos de macerais de carvões betuminosos que compõe as rochas orgânicas, assim como a liptinita e a inertita (Jerkings et al., 2008; Stach et al., 1982).

É mensurada por meio da análise de amostras mergulhadas em um óleo sob um específico índice de refração, com a posterior incidência de uma luz com comprimento de onda também específico; o conjunto de ondas luminosas refletidas é analisado por meio de um microscópio (Jerkings et al., 2008).

A refletividade é aplicada para a determinação da temperatura máxima a qual a rocha fonte foi submetida durante o processo de maturação termal, bem como identificação de seu potencial para a geração de petróleo ou de gás natural a partir de uma tabela de conversão (Petronilho, 2014; Oliveira, 2015).

A reflectância de vitrinita pode variar entre 0,1 e 4% (Jerkings et al., 2008), com a janela para geração de hidrocarbonetos variando de acordo com o querogênio na litologia, indo de 0,6 até 2% de %R<sub>o</sub> (Welte, 1978).

Geralmente, valores de %R<sub>o</sub> entre 1 e 1,3% indicam zona para a produção de óleo; valores acima de 1,3% indicam potencial para a geração de gás. Para os reservatórios de gás em folhelho nos Estados Unidos, os valores de %R<sub>o</sub> oscilam entre 0,4 e 4% (Oliveira, 2015).

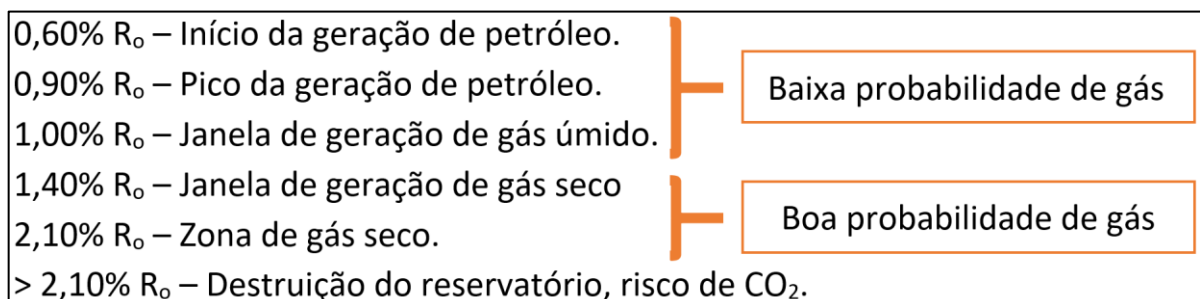


Figura 10.5: Janelas de produção de HC de acordo com a porcentagem de R<sub>o</sub>. Fonte: Modificado de Jerkings et al. (2008).

<sup>32</sup> Informação fornecida pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevista realizada em seu escritório, em Belém, em abril de 2019.

### 10.1.2.3 Pirólise de *Rock-Eval*

Este processo, desenvolvido no Instituto Francês de Petróleo por Espitalié et al. (1977), consiste na simulação, em ambientes laboratoriais, da maturação termal da matéria orgânica em uma amostra (Petronilho, 2014) a partir da aplicação de altíssimas temperaturas – que podem variar de 25°C a 600°C em minutos – para aceleração da catagênese e metagênese, as quais levariam milhões de anos geológicos para efetivação, resultando na liberação dos hidrocarbonetos livres e do gás carbônico gerado durante o craqueamento térmico (Durand, 1980; Welte, 1978; Oliveira, 2015; Espitalié et al., 1977).

Petronilho (2014) indica que o cálculo destas liberações se dá por diferentes picos registrados em sistemas analógicos-digitais, correspondentes as curvas:

a)  $S_1$ : com a liberação dos hidrocarbonetos associados ao hidrogênio que não tenham migrado da rocha-fonte, sendo extraídos de modo simples devido ao seu alto grau de maturação; daí, quanto maior o pico  $S_1$ , maior o grau de maturação da rocha.

b)  $S_2$ : na qual há queima dos hidrocarbonetos ligados ao oxigênio que estavam propensos a maturação caso o processo tivesse continuado de modo natural; quanto maior o pico  $S_2$ , menor a maturação da rocha.

c)  $S_3$ : quando há a liberação do  $\text{CO}_2$  remanescente na amostra (informação verbal)<sup>33</sup>.

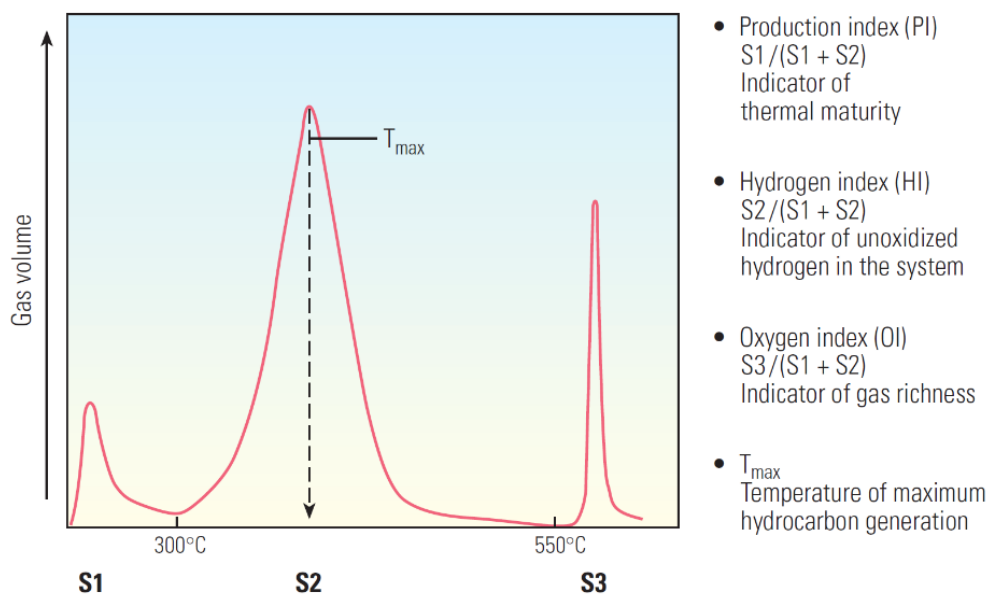


Figura 10.6: Curvas obtidas na pirólise e suas respectivas indicações. Fonte: Boyer et al. (2006).

<sup>33</sup> Informação fornecida pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevista realizada em seu escritório, em Belém, em dezembro de 2018.

Os valores obtidos por meio da pirólise *Rock-Eval* são quantificados em miligramas de hidrocarbonetos por grama de rocha (mgHC/gROCHA). O intervalo de interesse está entre 5 e 10, no qual valores contidos no intervalo representam bom potencial gerador e valores acima qualificam o potencial como excelente (Petronilho, 2014).

As diferentes relações entre as curvas da pirólise resultam em estimativas de grande importância para a caracterização geoquímica de um reservatório e, conseqüentemente, a identificação do potencial para a geração de óleo e gás.

A primeira estimativa é o Potencial Gerador (PG), o qual consiste na soma ( $S_1 + S_2$ ), aplicada para a identificação do processo de geração e do nível de maturação da rocha, acompanhada da relação  $[S_1 / (S_1 + S_2)]$ , denominada de Índice de Produção (IP); baixos valores de PG e IP indicam matéria orgânica imatura ou senil, enquanto altos valores indicam maturação ideal ou contaminação, caso haja a perfuração de poços no local (Petronilho, 2014; Oliveira, 2015; Peters, 1986).

Há também as estimativas envolvendo os picos da pirólise com dados de COT, como o Índice de Hidrogênio (IH), obtido a partir da relação  $[(S_2 / COT) * 100]$  e aplicado para identificação do potencial de geração, e o Índice de Oxigênio (IO), de relação  $[(S_3 / COT) * 100]$ , usado na avaliação da maturação térmica da rocha; suas respectivas unidades são (mgHC/gCOT) e (mgCO<sub>2</sub>/gCOT) (Oliveira, 2015).

## 10.2 DADOS DISPONÍVEIS

O número reduzido de campanhas voltadas para exploração não convencional na Amazônia e a conseqüente baixa quantidade de dados geoquímicos e geofísicos disponíveis para a análise configuraram a principal dificuldade para o desenvolvimento desta seção.

Variáveis como a carência de infraestrutura especializada para a exploração não convencional, localização em uma região de alta densidade de fauna e flora, bem como as rígidas legislações de proteção ambiental (Lima, 2018), contribuem para que a bacia do Amazonas seja vista como um ponto de difícil exploração e tenha seu potencial delegado à segundo plano.

Os dados apresentados a seguir derivam de trabalhos anteriores, os quais objetivavam a caracterização dos folhelhos radioativos da bacia do Amazonas para dimensionamento do seu potencial gerador de hidrocarbonetos convencionais e não convencionais, bem como possíveis características que embasam sua capacidade de reservatório não convencional, como a existência de fraturas e lentes siliciclásticas internas.

Há, também, a apresentação de dados de campanhas exploratórias antigas e recentes, bem como utilizados em treinamentos para grupos de pesquisadores por empresas particulares de E&P, alguns de reprodução autorizada por seus mantenedores e outros abordados de modo resumido devido a critérios de exclusividade.

### 10.2.1 Levantamentos regionais

O foco deste trabalho está na análise dos dados disponíveis para a caracterização do possível reservatório de GNCC na formação Barreirinha, bem como possíveis ocorrências na formação Curiri, contudo, sem maiores detalhes.

A formação Barreirinha pertence a sequência estratigráfica Devoniana-Carbonífera da bacia do Amazonas e é essencialmente composta por folhelhos negros, betuminosos e de alta radioatividade em sua parte basal (Oliveira, 2015), o que a classifica, como exposto no capítulo anterior, como a principal rocha-fonte dos sistemas convencionais da bacia.

Campelo (2017) indica que a área produtiva das reservas provadas na formação Barreirinha está em torno do 54.000 m<sup>2</sup>, sendo 5.500 m<sup>2</sup> equivalentes à produção de óleo, 3.330 m<sup>2</sup> à produção de gás associado e 44.900 m<sup>2</sup> para gás úmido. Esta formação ocorre a uma profundidade de 3.350 m, com espessura média de 65,5 m. Seus valores médios de porosidade são de 4% e de COT em torno de 2,5% (Campelo, 2017).



Figura 10.7: Afloramento da formação Barreirinha. Foto: Reprodução de Jaime Eiras.

### 10.2.1.1 Características gerais das formações Barreirinha e Curiri

Devido as distintas abordagens a respeito da formação Barreirinha e a sua alta importância para o desenvolvimento do potencial petrolífero e gasífero da Amazônia, Cunha et al. (2007) propuseram uma classificação efetiva para este pacote sedimentar a qual, dentre outras variáveis, destaca a identificação de litologias por meio de perfis geofísicos, sobretudo os de raios gama e sua correlação com o potencial para a acumulação de matéria orgânica.

A seção-tipo analisada para esta formação corresponde ao poço Abacaxis nº 1, perfurado em 1973 pela PETROBRAS, englobando as outras três formações componentes do grupo Curuá. O intervalo de interesse para este poço está entre 3209 e 3606 m de profundidade (ANEXO A), com a identificação das três subdivisões propostas por Cunha et al. (2007) segundo características específicas: membros Abacaxis, Urubu e Urariá.

*a. Membro Abacaxis:* com sua designação derivada do Rio Abacaxis, no Estado do Amazonas, constitui a parte basal da formação Barreirinha e é o seu membro de maior relevância. É composto por folhelhos negros, laminados e físseis, com intercalações de siltitos e arenitos finos, além de altos valores de COT (de 3 a 8%), %R<sub>o</sub> superior a 1,4 e de elevada emissão radioativa natural (Caputo, 1984; Cunha et al., 2007; Gonzaga et al., 2000; Neves et al., 1990). Possui variação de espessura de 30 a 160 m e ocorre em quase toda a extensão da bacia, com afloramentos em seus limites ao Norte e ao Sul. Por meio de biomarcadores e correlações estratigráficas, é possível relacioná-lo as formações Jandiatuba, na bacia do Solimões, Pimenteira, na bacia do Parnaíba, Iquiri, na Suabandina Boliviana, e a formação Ponta Grossa, na bacia do Paraná (Cunha et al., 2007). Esta última correlação é uma das principais evidências da geração e acumulação de gás em folhelho na bacia do Amazonas, dada a importância da formação Ponta Grossa para a geração deste recurso na bacia do Paraná. Também é importante citar suas lentes terrígenas como possíveis acumuladoras de hidrocarbonetos. Sua seção-tipo corresponde ao intervalo de profundidade entre 1.525 e 1.602 m do poço Abacaxis nº 2, perfurado em 1960 (ANEXO B).

*b. Membro Urubu:* denominação correspondente ao Rio Urubu, também no Amazonas, é composto por folhelhos negros, físseis e laminados, bem como subordinações de siltitos, porém, sem o mesmo potencial radioativo de Abacaxis. Sua deposição se deu em ambientes marinhos e seus afloramentos alcançam tanto a Calha Norte quanto a região Sul da bacia (Cunha et al., 2007; Oliveira, 2015). Também está correlacionado as formações Jandiatuba, Pimenteira, Iquiri e Ponta Grossa, respectivamente, nas bacias do Solimões, Parnaíba, Suabandina Boliviana e do

Paraná (Cunha et al., 2007), relacionando, novamente, o potencial da bacia do Amazonas com o já comprovado na bacia do Paraná. Sua seção-tipo corresponde ao intervalo entre 1895 e 1965 m do poço Rio Urubu nº 1, de 1958 (ANEXO C).

*c. Membro Urariá:* corresponde ao membro de menor expressividade quanto as propriedades físicas dispostas nos perfis geofísicos dos intervalos de interesse de seu poço de referência – entre 3.005 e 3.093 m do poço Rio Urariá nº 2, perfurado em 1973. Contudo, configura o topo da formação Barreirinha como uma das principais regiões para a acumulação de gás, graças a sua composição por lentes de arenitos e siltitos, além dos típicos folhelhos negros. Também está correlacionada bioestratigráfica e estratigraficamente as formações anteriormente citadas, com a exceção da formação Ponta Grossa (Cunha et al., 2007).

Há, também, a indicação de potencial para acumulação não convencional na formação Curiri, sobretudo pela existência de lentes de arenitos intercaladas aos seus folhelhos, as quais funcionariam como reservatórios para o gás na rocha. A primeira descoberta convencional nesta formação se deu em 1955, a uma profundidade de cerca de 2.718 m (Bahia, 2007); novas perfurações foram executadas na década de 1980. Contudo, a depletação dos poços nos primeiros meses de exploração provocou o abandono da exploração (informação verbal)<sup>34</sup>.

Luczynski (2016) aponta que esta rápida depletação é característica de reservatórios não convencionais, visto a sua necessidade de constantes estimulações para a recuperação dos hidrocarbonetos acumulados. A interligação destas lentes siliciclásticas por perfuração direcional e sua estimulação via fraturamento hidráulico são as atuais opções para viabilizar sua exploração.

Cunha et al. (2007), Vasquez e Rosa-Costa (2008) e Caputo (1984) caracterizam a formação Curiri como uma seção devoniana composta diamictitos, siltitos, folhelhos e arenitos de deposição em ambiente glacial, evidenciada pela existência de seixos com marcas de transporte por arrasto, podendo ser correlacionados a ocorrências similares nas formações Uerê (bacia do Solimões) e Longá (bacia do Parnaíba).

Seu teor médio de COT está em 2,5% e é possível identificar ocorrências características a formação, como registros de algas primitivas denominadas *Protosalvinia* sp., bem como a ocorrência de septárias<sup>35</sup> e concreções carbonáticas do tipo *cone-in-cone* (Caputo, 1984; Eiras,

<sup>34</sup> Informação fornecida pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevistas realizadas em seu escritório, em Belém, em dezembro de 2018 e abril de 2019.

<sup>35</sup> Concreções de cálcio de formato arredondado.

2011). A seção-tipo desta formação está definida para o intervalo entre 3.285 e 3.407 m do poço Abacaxis nº 1, de 1973 (ANEXO A).

#### 10.2.1.2 Mapas e dados geoquímicos

Com a definição das zonas de interesse – as formações Curiri e Barreirinha, deu-se o levantamento de dados geoquímicos para a consolidação do potencial destas zonas para o gás em folhelho. Trigüis et al. (2005) realiza um estudo geoquímico orgânico a partir de testemunhos de sondagem para o intervalo correspondente a base de Curiri a base de Barreirinha (ou topo da formação Ererê); a análise se deu em 375 amostras para COT, 191 para pirólise de *Rock-Eval* e 80 amostras para identificação de querogênio.

Os resultados obtidos corroboram com as baixas deflexões das curvas de raios gama para as partes superiores da formação Barreirinha e base de Curiri, com COT variando entre 1,38 e 1,94%, e com as altas deflexões para os domínios do membro Abacaxis, com COT em torno de 3,54%.

Também há a indicação da variação na composição e preservação do querogênio de acordo com a litologia de acumulação – IH médio de 260 mgHC/gCOT e predominância querogênio tipo I na formação Curiri, enquanto que para Barreirinha o IH varia em torno de 163 mgHC/gCOT para seu intervalo menos radioativo e em até 329 mgHC/gCOT para o membro Abacaxis, com existência de querogênios dos tipos I e II. Pode-se inferir, assim, que as principais regiões para a acumulação de GNNC correspondem ao topo da formação Barreirinha e base da formação Curiri.

Além destes dados, Gomes (2008) executa a elaboração de mapas de concentração de parâmetros geoquímicos da formação Barreirinha a partir da modelagem de dados de pirólise de *Rock-Eval* e teor de COT de 68 poços, coletados no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP, com posterior utilização do *software Golden Software Surfer7* para interpolação dos dados e finalização estrutural dos mapas no ArcGIS 9.1; a modelagem se deu, também, por comparação a dados reais de três poços de referência na bacia.

Os mapas de interesse para o presente trabalho serão apresentados a seguir, para a posterior identificação de zonas potenciais na formação Barreirinha para GF, a partir da localização dos cinco poços aqui analisados. É importante frisar que os dados dos mapas não se relacionam diretamente com o potencial para a geração de gás em folhelho, mas serão de suma importância para a correlação com os dados locais da seção seguinte.

*a. Mapas de espessura:* consiste na referência de comparação com os mapas geoquímicos modelados, aprimorando o conhecimento da espessura da camada em um determinado ponto

de concentração de uma análise – se há um alto valor de determinado parâmetro que se desvia do padrão da formação, é analisada a espessura da camada naquele ponto para justificar o desvio. Segundo o mapa de espessura da formação Barreirinha, há 3 regiões de maior aporte sedimentar: a) região A, com espessura variando entre 140 e 240 m, b) região B, com espessura variando entre 140 e 200 m e c) região C, com espessura variando entre 160 e 340 m.

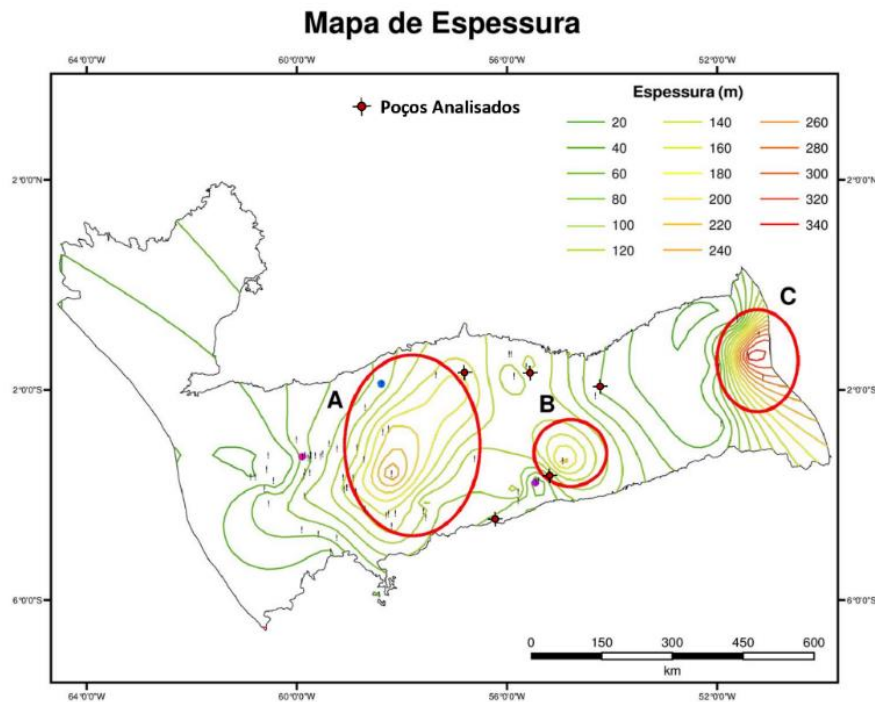


Figura 10.8: Mapa de espessura da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

*b. Mapa de COT:* os valores obtidos dos poços na formação estão entre 0,4 e 5,2%, viabilizando a identificação de três regiões de concentração principal – região A, com isolinhas variando entre 2,2 e 3,8%, região B, com valores de 3,6 a 5,2 e região C, com 2,6 a 3,4%.

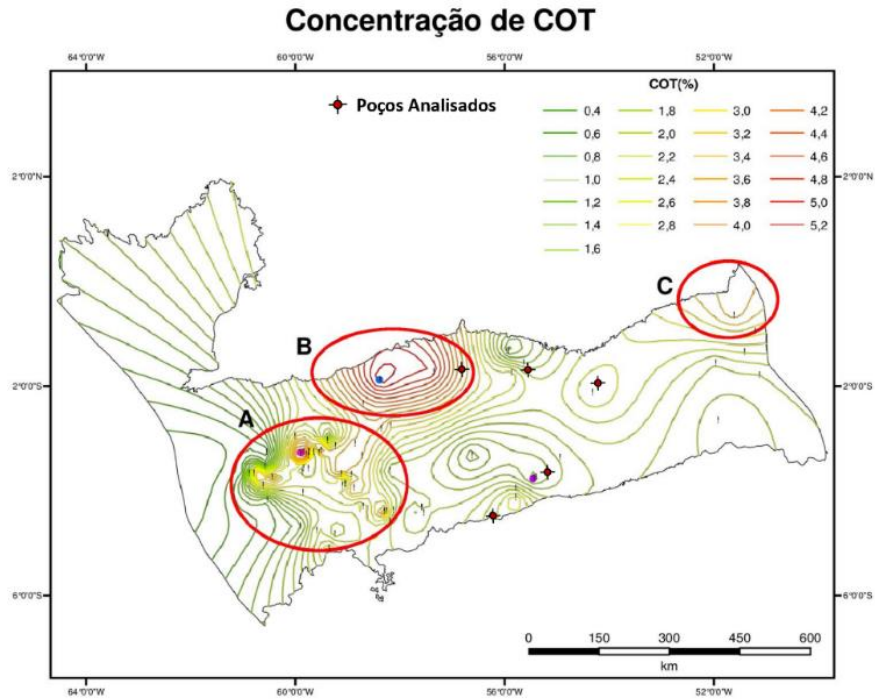


Figura 10.9: Mapa de COT da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

*c. Mapa de  $S_1$* : os valores obtidos oscilam entre 0,1 e 2,3 mgHC/gROCHA, ainda que na extensão da bacia a média concentra-se entre 0,1 e 0,6 mgHC/gROCHA. Houve a classificação de três regiões de interesse – A, com valores de 1,0 e 1,8 mgHC/gROCHA, B, com valores de 1,0 a 1,4 mgHC/gROCHA e C, com valores de 1,1 a 2,3 mgHC/gROCHA.

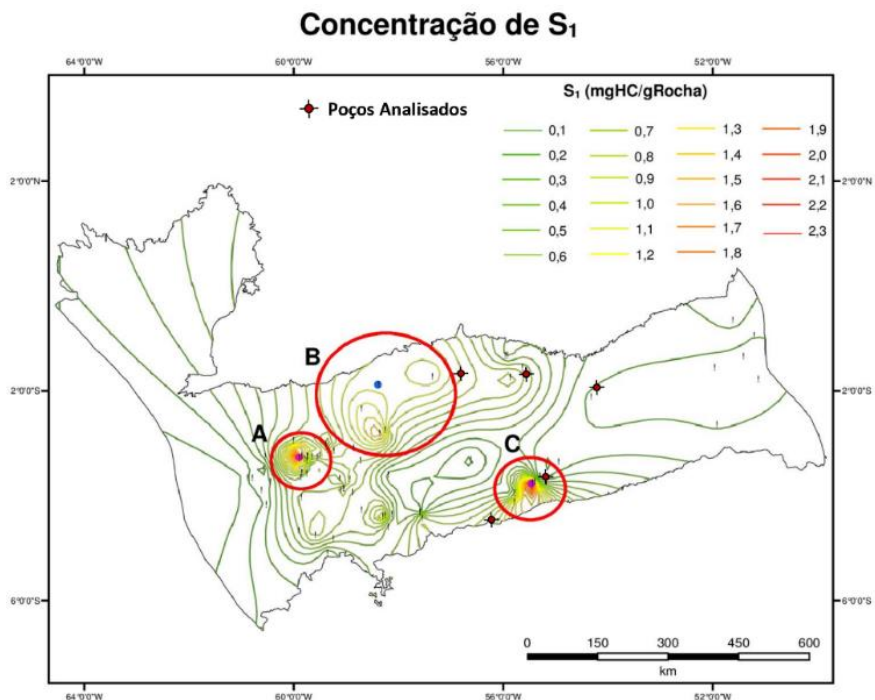


Figura 10.10: Mapa de  $S_1$  da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

d. *Mapa de S<sub>2</sub>*: já esta faixa de valores da formação oscila entre 1 e 18 mgHC/gROCHA. Duas regiões de interesse foram identificadas – A, com valores entre 11 e 18 mgHC/gROCHA e B, com valores de 8 a 13 mgHC/gROCHA.

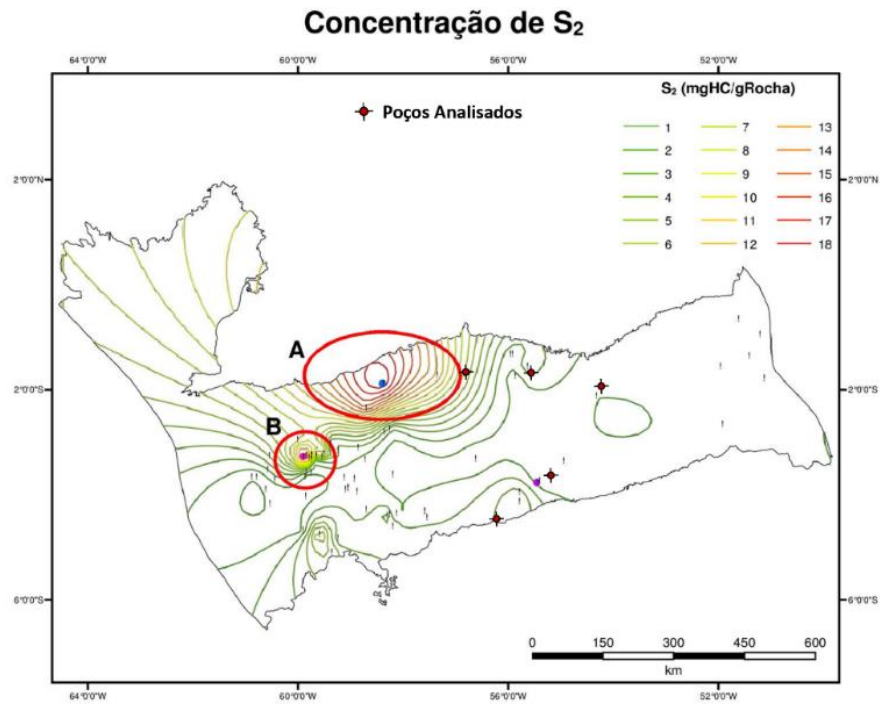


Figura 10.11: Mapa de S<sub>2</sub> da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

e. *Mapas de IH*: seus valores oscilam entre 20 e 320 mgHC/gCOT. Resultaram na identificação do maior número de zonas por mapa – A, com valores de 80 a 180 mgHC/gCOT, B, com valores de 160 a 320 mgHC/gCOT, C, com valores de 140 a 240 mgHC/gCOT e D, com valores de 100 a 200 mgHC/gCOT.

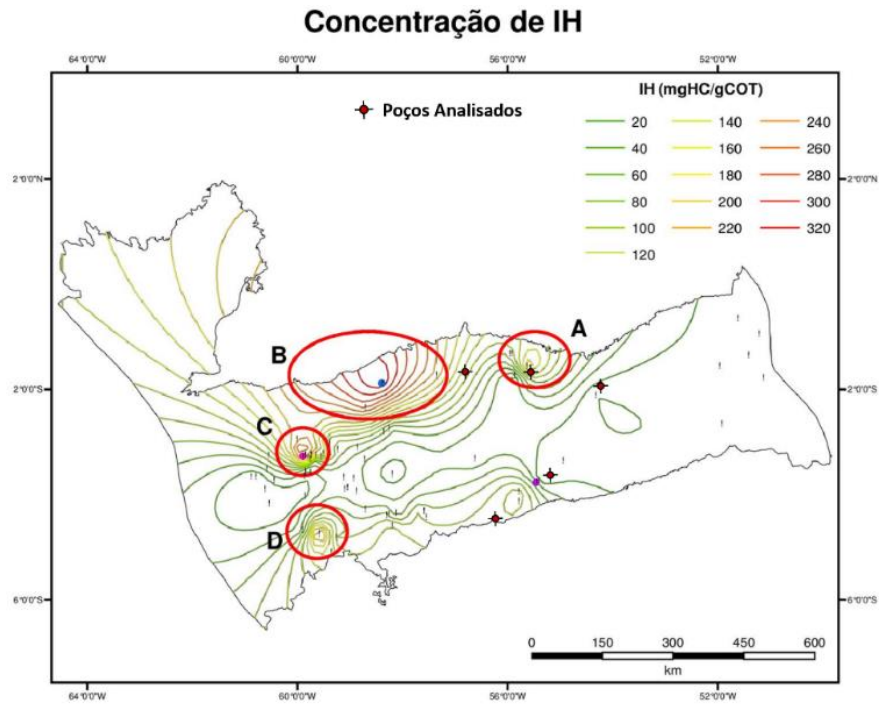


Figura 10.12: Mapa de IH da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

*f. Mapa de PG:* os valores obtidos se distribuem entre 1 e 19 mgHC/gROCHA, possibilitando a caracterização de duas regiões de interesse – A, com valores entre 12 e 19 mgHC/gROCHA e B, com valores entre 9 e 14 mgHC/gROCHA.

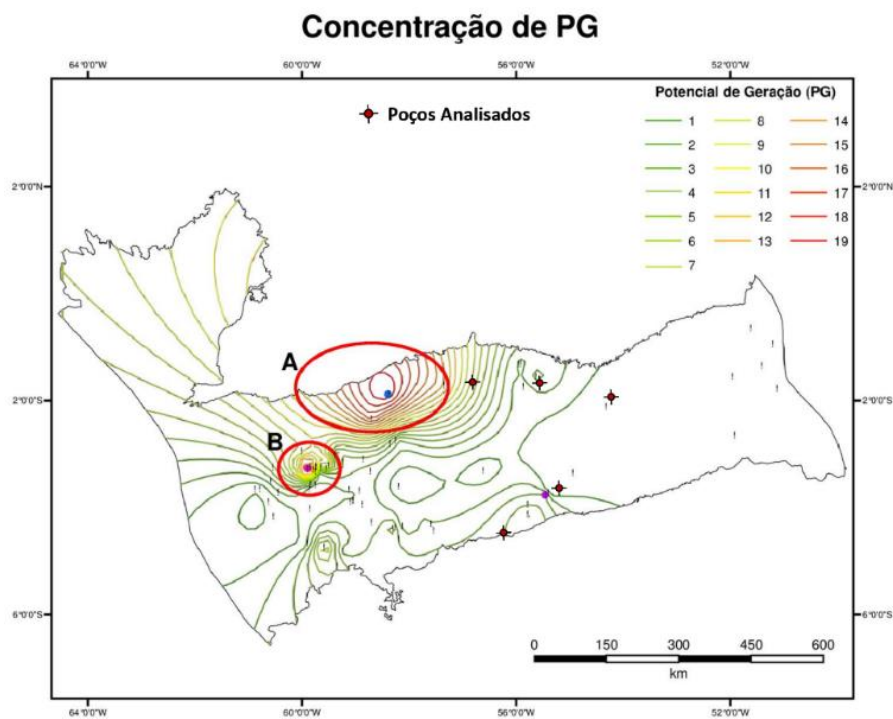


Figura 10.13: Mapa de PG da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

g. *Mapa de  $T_{M\acute{a}x}$* : esta última faixa de valores se encontra entre 350 e 445°C, derivados do efeito térmico do diabásio Penatecaua. Houve o imageamento de duas regiões de interesse – A, com valores entre 405 e 435°C e B, com valores entre 405 e 445°C. É importante destacar a existência de folhelhos supermaturos devido à alta quantidade de intrusões de diques e soleiras que penetram na seção devoniana.

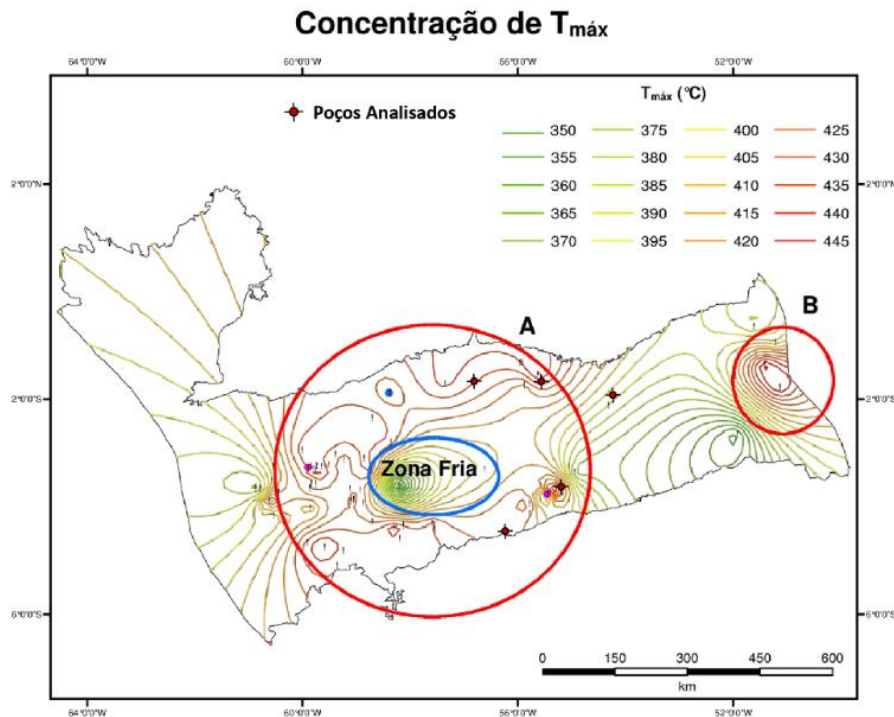


Figura 10.14: Mapa de  $T_{M\acute{a}x}$  da bacia. Fonte: Modificado de Gomes (2008).

Vale destacar que as regiões de altas concentrações de IH e PG modeladas por Gomes (2008) corroboram com as regiões apresentadas por Dignart e Vieira (2008) para efeito da 10ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios da ANP na bacia do Amazonas (ANEXOS D e E), cujas zonas leiloadas compreendiam o depocentro norte da bacia, com valores de PG entre 8 e 19 mgHC/gROCHA (região A) e de IH entre 100 e 320 mgHC/gCOT (região B).

É possível, também, correlacionar os dados dos mapas de concentração de  $T_{M\acute{a}x}$  com o mapa de maturação da formação Barreirinha apresentado por Bender (2002) apud Eiras e Wanderley Filho (2004), a partir da modelagem de dados no *software* PetroMod, o qual aponta as regiões com alto grau de maturação e de senilidade para a porção Leste da bacia (zona B de alta temperatura no mapa de  $T_{M\acute{a}x}$ ), bem como zonas maduras centralizadas próximas a Plataforma de Manaus (zona A no mapa de  $T_{M\acute{a}x}$ ), além da região central com baixo grau de maturação para os folhelhos da formação (zona fria no mapa de  $T_{M\acute{a}x}$ ).

Esta interpretação condiz com as proposições acerca do potencial para gás em folhelho está concentrado a Leste da bacia do Amazonas, no Estado do Pará, em regiões em torno do Rio Tapajós e nas proximidades da Calha Norte da bacia, ao passo que a porção Centro-Oeste da bacia (Plataforma de Manaus) continuaria com o seu potencial voltado a geração de óleo convencional (informação verbal)<sup>36</sup>.

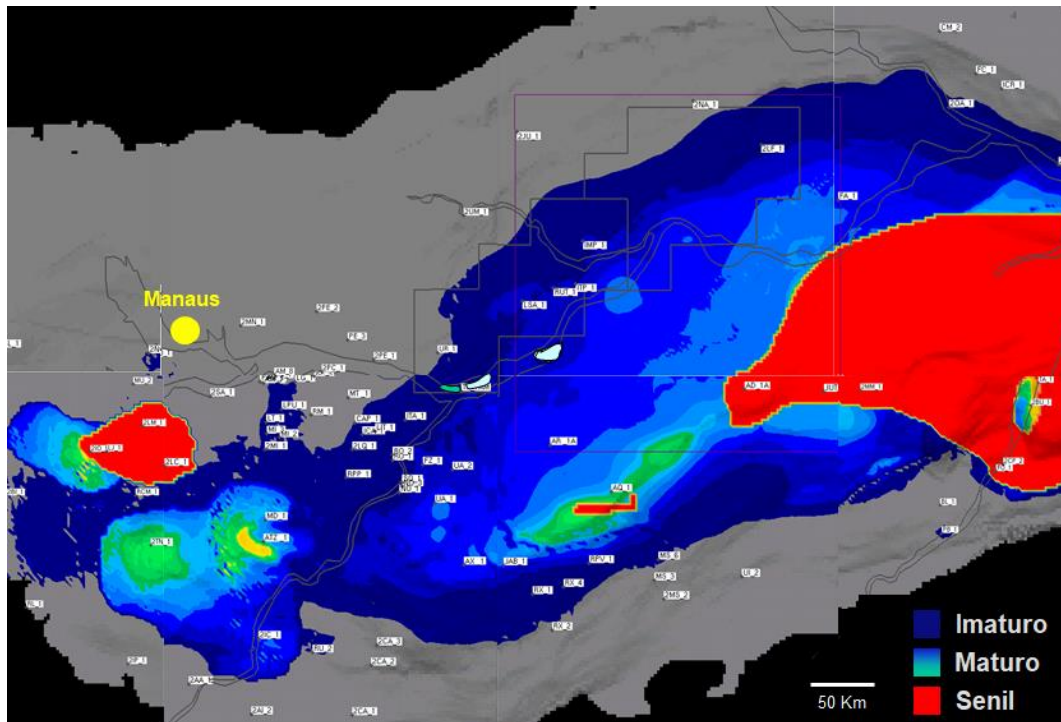


Figura 10.15: Mapa de maturação da formação Barreirinha. Fonte: Modificado de Bender (2002) apud Eiras e Wanderley Filho (2004).

### 10.2.2 Levantamentos locais

A partir dos dados regionais, foi possível a identificação da zona de interesse para gás em folhelho deste trabalho, estudada a partir de dados disponíveis de poços localizados tanto ao longo do Rio Tapajós quanto na borda Norte da bacia, todos localizados no Pará.

Cinco poços foram escolhidos a partir de campanhas anteriores realizadas pela PETROBRAS entre as décadas de 1950 e 1960 e recentemente reinterpretados para evidenciar o potencial para a geração de GNCC, bem como por campanhas patrocinadas por empresas particulares para a caracterização da formação Barreirinha a partir da correlação de dados de poço com amostras de calha, a fim de dimensionar seu potencial para GF.

<sup>36</sup> Informação fornecida pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevista realizada em seu escritório, em Belém, em abril de 2019.

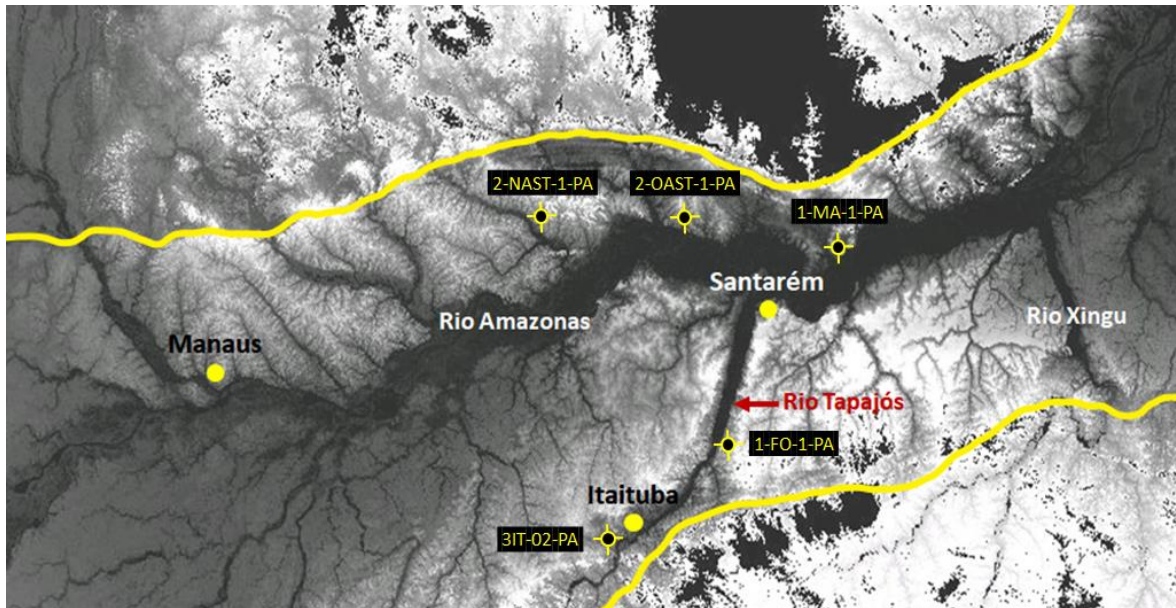


Figura 10.16: Localização dos poços escolhidos para análise. Fonte: Do autor.

#### 10.2.2.1 Poços estudados

Os poços 2-NAST-1-PA, 2-OAST-1-PA, 1-MA-1-PA E 1-FO-1-PA são apresentados por Oliveira (2015) para o estudo de parâmetros geoquímicos e geofísicos relevantes a identificação de intervalos de geração de gás em folhelho. São compreendidos em um conjunto de nove poços perfurados pela PETROBRAS durante as décadas 1950 e 1960, quando a perfilagem geofísica não alcançava totalmente a rocha-fonte da bacia, já que o objetivo era a localização dos reservatórios.

Os dados, em sua maioria perfis de raios gama, resistividade, ondas sônicas e de nêutrons, bem como curvas de COT, IH,  $S_1$  e  $S_2$ , foram correlacionados com amostras de calha e ajustados para a identificação de marcos estratigráficos, eventos deposicionais e diferenciação entre rochas geradoras e não geradoras, respeitando a correlação estratigráfica.

Os intervalos de fraturas potenciais para a acumulação de gás em folhelho foram identificados a partir de perfis de resistividade e com a aplicação do método *Quick Look Interpretation*, desenvolvido pela *Schlumberger Limited*. Para este trabalho, serão usados os dados de perfis de raios gama e os valores dos parâmetros geoquímicos adquiridos.

Tabela 10.1: dados dos poços pertencentes a PETROBRAS.

Poços	Intervalo (m)	COT (%)	S <sub>1</sub> (mgHC/gRocha)	S <sub>2</sub> (mgHC/gRocha)	IH (mgHC/gCOT)	T <sub>Máx</sub> (°C)	Fraturas
1-UA-1-AM	3335 a 3370	4,55 a 4,88	0,81 a 1,24	2,08 a 2,82	47,50 a 65,42	411 a 440	Sem indícios
	3370 a 3417	2,14 a 6,61	0,19 a 1,78	1,07 a 4,3	21,48 a 89,25		
1-AR-1A-AM	3860 a 3918	1,49 a 2,27	0,16 a 0,26	0,01 a 0,27	1,04 a 8,76	301 a 393	Sem indícios
	3918 a 3985	2,08 a 3,56	0,20 a 0,41	0,04 a 0,31	2,76 a 14,09		
1-FO-1-PA	1240 a 1290	1,78	2,3	0,62	34,83	Não confiável	3 intervalos de fraturas
	1307 a 1341	1,2 a 1,6	0,89 a 3,5	0,34 a 1,12	28,33 a 70		
2-LCST-1-AM	1568 a 1588	2,92 a 4,74	0,64	0,09 a 0,38	–	Não confiável	1 intervalo de fraturas
1-PAM-1-AM	1267 a 1278	5	0,64	1,19	58,6	301 a 429	1 intervalo de fraturas
	1278 a 1299	4,92 a 6,26	2,26 a 2,81	11 a 16,39	198,55 a 282,9		
2-JUST-1-AM	817 a 840	3,53 a 5,88	0,08 a 1,54	9,33 a 16,74	236,39 a 325,68	419 a 424	Sem indícios
	840 a 864	4,09 a 7,04	0,58 a 1,97	12,39 a 38,26	272,36 a 543,46		
2-NAST-1-PA	1606 a 1692	3,71 a 6,3	0,22 a 2,02	2,9 a 29,97	78,66 a 475,71	431 a 440	1 intervalo de fraturas
2-OAST-1-PA	2110 a 2176	3,64 a 5,52	0,59 a 1,71	0,09 a 0,48	5,25 a 17,03	388 a 447	Sem indícios
	2180 a 2192	4,96	0,35	0,13	2,62		
1-MA-1-PA	2955 a 3040	0,51 a 4,45	0,05 a 0,08	–	–	Não confiável	2 intervalos de fraturas

Fonte: Do autor.

Já o poço 3IT-02-PA foi utilizado como poço de referência pela empresa HRT O&G para o estudo de acumulação comercial dos folhelhos da formação Barreirinha, a partir de um levantamento no ano de 2011 voltado à formação de recursos humanos pela empresa. O levantamento consistiu na coleta de 128 amostras em afloramentos ao longo da zona meandrante da “volta grande” do Rio Tapajós, nas proximidades da cidade de Itaituba.

A coleta se deu, preferencialmente, em uma seção A-B de cerca de 6 km na região de afloramento da formação Barreirinha na margem do Rio Tapajós, sendo 19 pontos de coleta na margem Oeste e 1 na margem Leste.

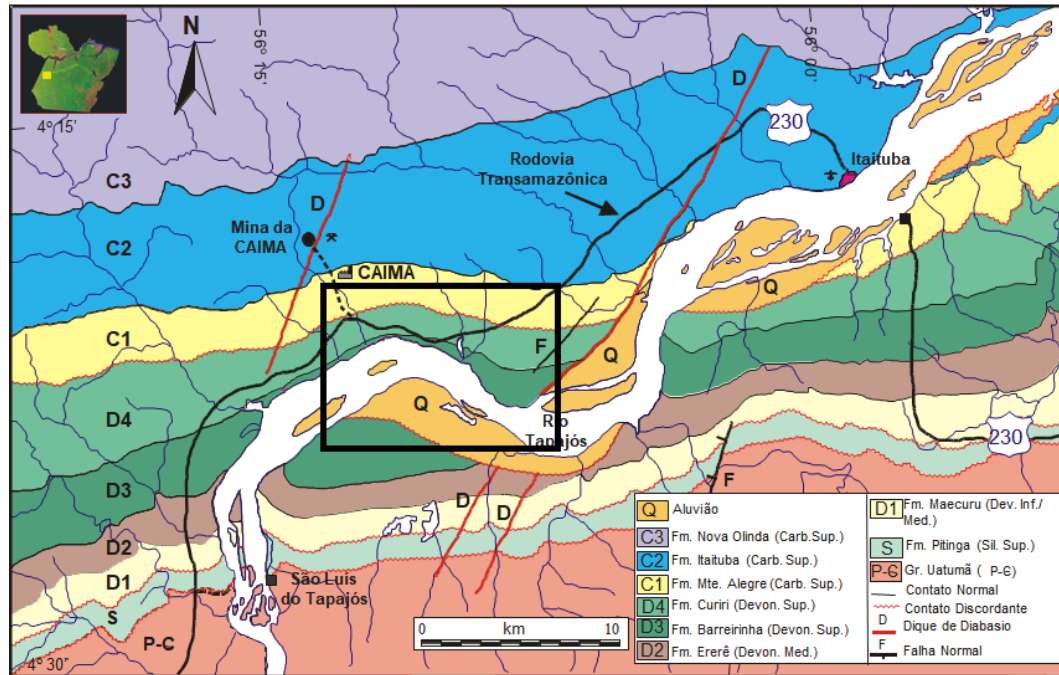


Figura 10.17: Contexto geológico da área de levantamento. Fonte: Modificado de Eiras e Matsuda (1995).

Os dados provenientes das análises das amostras indicam, para a região, um teor de COT variando entre 0,56 e 6,62%, as curvas  $S_1$  oscilando entre 0,1 e 0,91 mgHC/gROCHA e  $S_2$  entre 0,69 e 24,06 mgHC/gROCHA, IH entre 123,21 e 568,69 mgHC/gCOT e a  $T_{Máx}$  em torno de 440°C (informação verbal)<sup>37</sup>. Além disto, as medidas de microespectro de fluorescência<sup>38</sup> realizadas em duas amostras indicaram a variação do percentual de % $R_{oequi}$  obtido entre 0,3 e 0,45<sup>39</sup>.

A partir dos dados obtidos nestes poços, é possível correlacioná-los com os dados regionais apresentados na seção anterior para verificar a compatibilidade dos levantamentos, reduzindo o risco exploratório para futuros levantamentos e identificando o potencial da região da bacia do Amazonas localizada no Pará para a geração e acumulação de gás em folhelho, visto que este tipo de estudo prima pela interdisciplinaridade e correlação entre dados e conhecimentos de diferentes áreas.

<sup>37</sup> Informação fornecida pelo geólogo Prof. Dr. Jaime Fernandes Eiras em entrevista realizada em seu escritório, em Belém, em dezembro de 2018.

<sup>38</sup> Consiste na quantificação e avaliação de intensidade de fluorescência em rochas com escassez de vitrinitas verdadeiras, o que é comum em rochas do Devoniano, para a obtenção do valor de poder refletor da vitrinita equivalente (% $R_{oequi}$ ). De acordo com a evolução térmica da MO, a fluorescência exibe uma diferente coloração (Ottenjahn et al., 1975; Teichmuller, 1958).

<sup>39</sup> Resultados obtidos a partir de análises de maturação de duas amostras realizadas no Laboratório de Palinofácies & Fácies Orgânicas do Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

### 10.2.2.2 Correlação dos dados

#### *a. Poço 2-NAST-1-PA*

Este poço está localizado ao sul do Rio Nhamundá, a 200 km da capital do Amazonas (Oliveira, 2015). A espessura da formação Barreirinha para a região deste poço oscila entre 100 e 120 m e há a identificação de um intervalo gerador a partir das curvas de poço, registrado entre 1606 e 1692 m de profundidade. Seu perfil RG indica picos de até 200 UAPI neste intervalo, corroborando com a alta porcentagem de COT – até 6% pelos dados de poço e acima de 5% pelas curvas do mapa de concentração, o qual coloca a região do poço com altas porcentagens de COT na bacia.

Os dados de  $S_1$  variam entre 0,22 e 2,02 mgHC/gROCHA, como indicado na tabela, sem valores correspondentes no mapa de concentração; ainda assim, o poço está próximo a uma das três regiões de maior grau de  $S_1$  na bacia. Sua curva  $S_2$  varia de 0 a 30 mgHC/gROCHA, refletindo os altos valores também registrados pelo mapa de concentração, novamente, próximo a uma das regiões de maiores valores na bacia para esta variável.

O PG indicado pelos dados do poço é excelente, com variação de 17 a 19 mgHC/gROCHA pelo seu mapa regional, nas proximidades de uma das áreas de maior concentração de PG. Seu IH está entre 78,66 e 475,71 mgHC/gCOT, compatível com a geração de gás e óleo, dados contidos no intervalo de IH no seu mapa de concentração, novamente apontando a região de localização do poço próxima a altos valores de concentração. Sua  $T_{Máx}$  varia entre 431 e 400°C (zona imatura), similarmente indicado no mapa de temperatura do folhelho Barreirinha, porém, sem registro no seu mapa de maturação. Oliveira (2015) não indicou indício de fraturas pelos dados de poço.

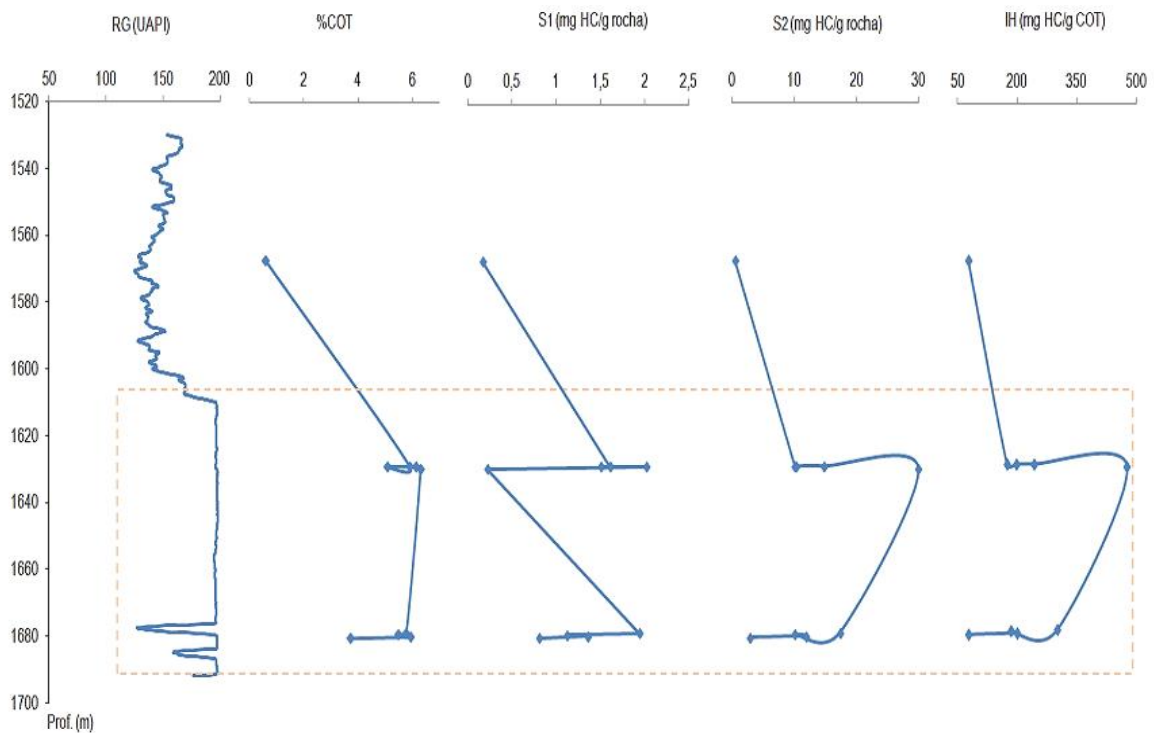


Figura 10.18: Curvas de RG e dados geoquímicos referentes ao poço 2-NAST-1-PA. Fonte: Modificado de Oliveira (2015).

#### *b. Poço 2-OAST-1-PA*

O poço 2-OAST-1-PA localiza-se na margem esquerda do Rio Trombetas, a 380 km da cidade Manaus (Oliveira, 2015). O mapa regional de espessura para esta área indica variação de 120 a 140 m para a formação Barreirinha, com o registro de dois possíveis intervalos geradores, um entre 2110 e 2176 m e outro entre 2180 e 2192 m de profundidade. Seu perfil RG registra contínuos picos acima de 250 UAPI, podendo ser relacionados com a curva de COT nos intervalos geradores, a qual registra seus maiores valores entre 4 e 6%, enquanto seu mapa correlato indica valores médio em torno de 2% para a região.

A curva  $S_1$  varia entre 0,35 e 0,71 mgHC/gROCHA, dependendo do intervalo analisado, corroborada com o intervalo indicado pelo mapa de concentração; já  $S_2$  varia entre 0,09 e 0,48 mgHC/gROCHA de acordo com o intervalo gerador, ao passo que a concentração média para a região é de 2 mgHC/gROCHA. O PG obtido por  $S_1$  e  $S_2$  é baixo – em torno de 2 mgHC/gROCHA – e o índice de hidrogênio no poço varia de 2,26 a 17,03 mgHC/gCOT, enquanto o mapa de concentração de IH indica que a região está entre as de maiores valores para o índice, com até 180 mgHC/gCOT; os dados de poço de IH indicam a competência dos intervalos para geração de óleo e gás.

Há a intrusão de uma soleira de diabásio no intervalo do poço, o que pode refletir em sua temperatura máxima registrada entre 388 e 447°C, valores corroborados pelo mapa de  $T_{Máx}$  da bacia, que coloca o ponto de localização do poço em uma das regiões de maior grau de temperatura, porém, ainda localizado na zona imatura do folhelho. Oliveira (2015) não indicou evidências de fratura pelos dados de poço.

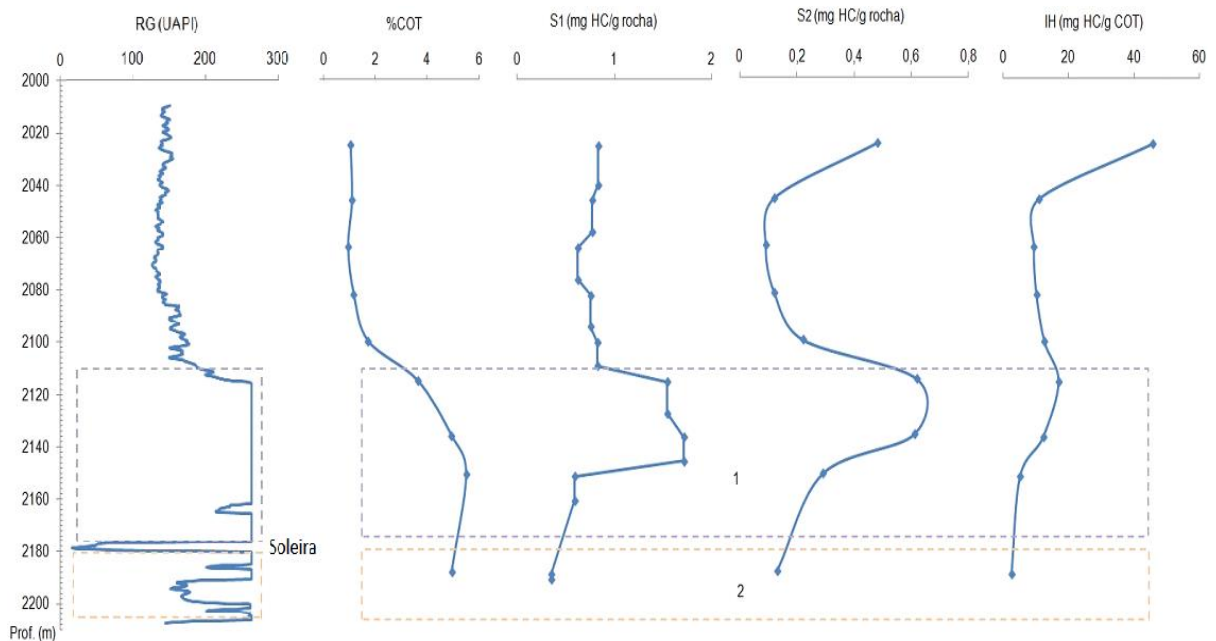


Figura 10.19: Curvas de RG e dados geoquímicos para o poço 2-OAST-1-PA. Fonte: Modificado de Oliveira (2015).

### c. Poço 1-MA-1-PA

Este poço localiza-se no extremo leste da área dos levantamentos de perfis, próximo a cidade de Monte Alegre, com espessura da formação Barreirinha de até 120 m e intervalo gerador entre 2955 e 3040 m de profundidade, a partir dos seus registros de perfil RG com picos entre 200 e 250 UAPI, o que indica bom potencial para a acumulação de matéria orgânica. Somado a isto, o intervalo de porcentagem de COT entre 0,51 e 4,45 – contidos nas curvas registradas no mapa de concentração – também indicam o prospecto para a geração de hidrocarbonetos. Os valores de  $S_1$  registrados variam entre 0,05 e 0,08 mgHC/gROCHA.

Neste poço não foram registrados dados de  $S_2$  e IH, assim como nos mapas, os quais também não indicaram valores de  $S_1$  e PG. Não há registro de temperatura máxima confiável para este poço, apenas da influência de uma soleira de diabásio na região; ainda assim, os mapas de concentração indicam uma faixa entre 360 e 400°C, com o mapa de maturação da formação Barreirinha indicando que esta zona é imatura. Oliveira (2015) apontou dois possíveis

intervalos de fraturas para acumulação de gás em folhelho, porém sem especificar suas profundidades.

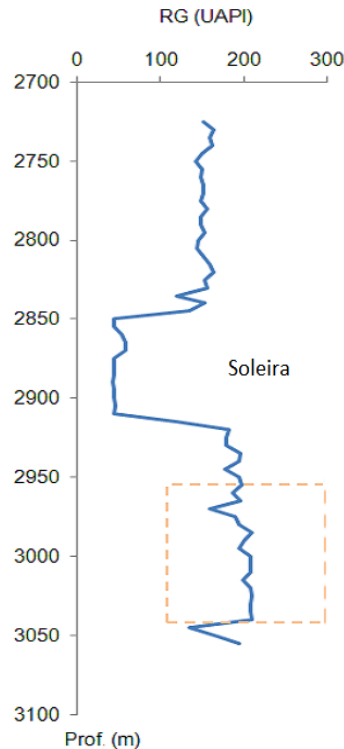


Figura 10.20: Curva RG para o poço 1-MA-1-PA. Fonte: Modificado de Oliveira (2015).

#### d. Poço 1-FO-1-PA

Poço localizado na margem esquerda do Rio Tapajós, com espessura da formação Barreirinha entre 20 e 120 m e dois intervalos geradores entre 1240 e 1341 m. O perfil RG indica picos próximos a 120 UAPI em seu primeiro intervalo gerador, refletindo a alta concentração de matéria orgânica, o que pode ser visto na variação dos valores de COT entre 1,2 e 1,8%, corroborando com as curvas de nível do mapa de COT, as quais variam no mesmo intervalo registrado pelos dados de poço; contudo, não está localizada em uma das três regiões de alta intensidade.

Os valores do poço para  $S_1$  também corroboram com as curvas do mapa regional, sendo o valor mínimo do poço registrado no mapa e há a estrapolação do valor máximo; os valores de poço de  $S_2$  também estão dentro da faixa registrada pelo mapa. Os dados de poço de PG neste ponto indicam baixos valores, podendo atingir até 3 mgHC/gROCHA.

A faixa de dados de IH colhidos no poço também corroboram com as curvas de nível apontadas no mapa de IH para a bacia, com variação entre 20 e 80 mgHC/gCOT, compatíveis

com a geração de gás natural (Oliveira, 2015), o que é evidenciado pela faixa de maturação da região no mapa de maturação termal da formação Barreirinha.

Ainda sobre a maturação, os dados de poço não são confiáveis para indicar valores de temperatura máxima, contudo, os perfis coletados indicam duas intrusões de diabásio no local, resultando no intervalo de temperatura acima de 400°C indicados pelo mapa, mesmo que ainda o posicionando na zona imatura da formação. Já quanto as fraturas no folhelho para a acumulação de gás, Oliveira (2015) registrou três intervalos localizados entre 1160 e 1341 m de profundidade.

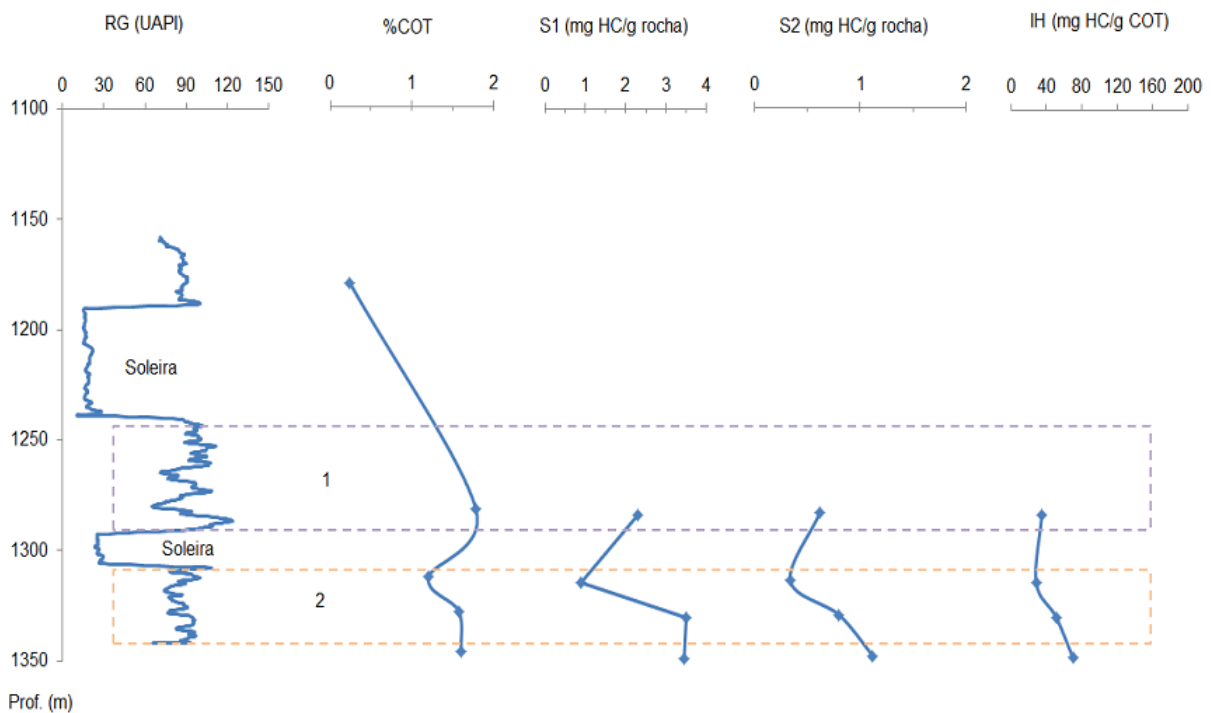


Figura 10.21: Curvas de RG e dados geoquímicos referentes ao poço 1-FO-1-PA. Fonte: Modificado de Oliveira (2015).

#### e. Poço 3IT-02-PA

Este poço localiza-se próximo a mina de calcário da Companhia Agro-Industrial de Monte Alegre (CAIMA), na margem esquerda do Rio Tapajós, sobre a formação que dá nome a mina de calcário da área. Os dados disponíveis para esse poço são de COT e IH, os quais cobrem um pacote sedimentar de espessura de 140 m, com alguns intervalos não iluminados, contendo litologias da formação Curiri, Barreirinha e parte da Ererê.

Sua a porcentagem de COT varia entre 0,5 e 2% para o topo da formação Barreirinha e entre 0,5 e 5,5% na sua parte basal, decaindo consideravelmente conforme a aproximação do

limite da formação com os arenitos da formação Ererê. Já os valores de IH oscilam de 50 a 200 mgHC/gCOT para o topo da formação e de 50 a 700 mgHC/gCOT para sua base, decaindo para pouco mais de 50 mgHC/gCOT no limite com a formação Ererê.

Os mapas de concentração não cobrem com precisão a zona de localização do poço, impossibilitando a comparação de seus dados com os dados geoquímicos de poço. Já mapa de maturação da formação Barreirinha indica que o poço se localiza em sua zona imatura.

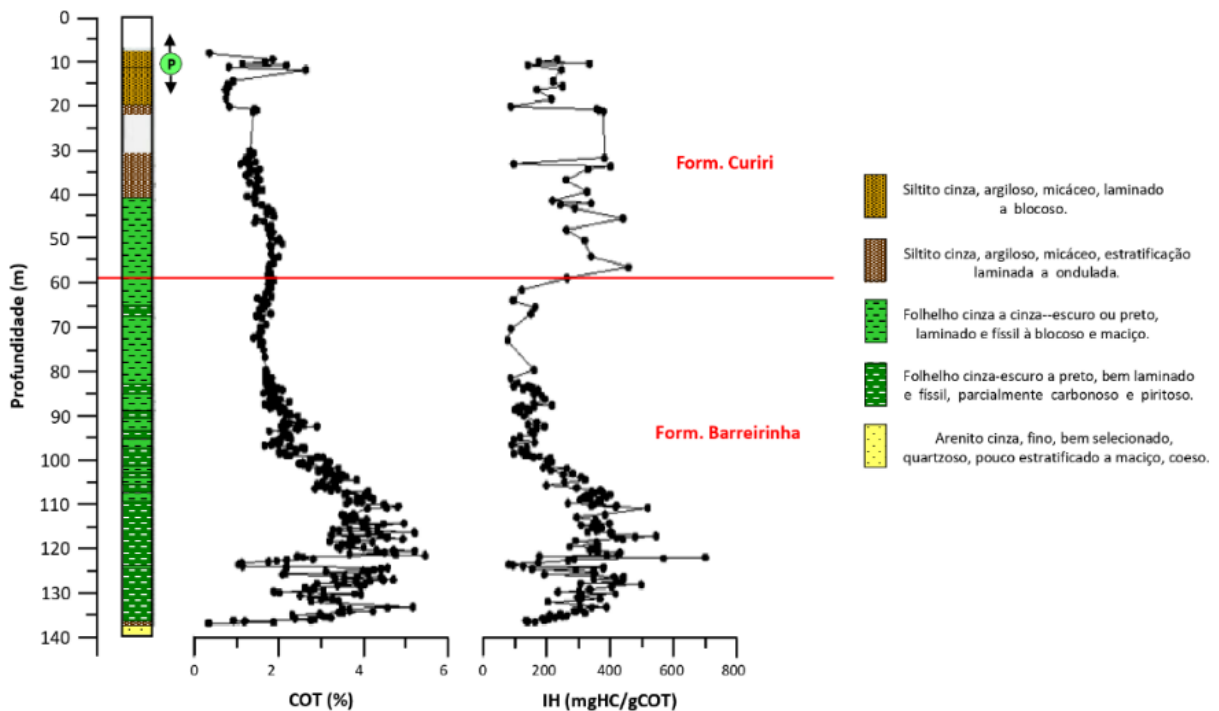


Figura 10.22: Perfis geoquímicos de COT e IH para o poço 3IT-02-PA. Fonte: Modificado de Jesus (2010).

### 10.2.2.3 Interpretações preliminares

É possível inferir, por meio das correlações anteriores, que os maiores teores de COT para a formação Barreirinha foram registrados tanto em poços da borda Norte da bacia quanto nos localizados ao longo do Rio Tapajós, o que fica evidenciado, principalmente, quando é analisado o mapa de distribuição deste parâmetro.

Sendo assim, o nível de matéria orgânica necessária para geração do gás em folhelho encontra-se bem distribuído pela bacia, ainda que altos valores de COT possam indicar que a rocha está em seu estágio imaturo, daí a possível relação entre os altos teores registrados ao Norte da bacia e o baixo grau de maturação da formação Barreirinha também registrado nessa região.

Ainda se tratando do grau de maturação, o mapa correspondente a formação Barreirinha indica um maior nível de maturação ao longo do Rio Tapajós, o que pode indicar uma faixa para a geração de gás e folhelho nesta zona, como já abordado anteriormente. Esta interpretação é corroborada pelos dados de poço de índice de hidrogênio para o poço 1-FO-1-PA, os quais indicam geração de gás, e os referentes aos poços da Calha Norte, os quais apontam a compatibilidade para a geração de gás e óleo.

Quanto aos valores de  $S_1$ , seus maiores registros se dão nos poços 1-FO-1-PA, 2-NAST-1-PA, 2-OAST-1-PA e 1-MA-1-PA, respectivamente, indicando que o grau de maturação encontra-se similar tanto ao longo do Rio Tapajó quanto na Calha Norte para estes poços, mas é importante citar que a oscilação dos valores se dá de modo mais atenuado na Calha Norte.

Já os dados de  $S_2$  tendem a indicar que o grau maturação é menor para os poços da Calha Norte, já que os valores dos poços 1-FO-1-PA e 1-OAST-1-PA oscilam na mesma faixa. Contudo, não é possível ratificar o grau de maturação, devido a inexistência de dados de pirólise de *Rock-Eval* para o poço 1-MA-1-PA. As temperaturas indicadas pelos poços e pelos mapas de concentração para ambas as regiões são similares.

Quanto as fraturas, houve o registro de maiores quantidades de intervalos com identificação de zonas fraturadas para os poços do Rio Tapajós, o que pode refletir como ponto crucial para a escolha da área para a exploração de gás em folhelho na bacia do Amazonas, visto que boa parte dos dados geoquímicos indicam que esta região está na faixa de maturação para a geração de gás, corroborados por dados de tipificação de querogênios e de teores de COT, bem como dados de IH e PG adquiridos a partir da pirólise de *Rock-Eval*.

É evidente a necessidade da realização de estudos mais aprofundados para o real entendimento do potencial desta zona específica, mas os objetivos deste capítulo eram evidenciar o potencial da bacia do Amazonas para o gás em folhelho e delimitar uma região – a parte Oeste do Pará – para a realização da discussão sobre a viabilidade para exploração.

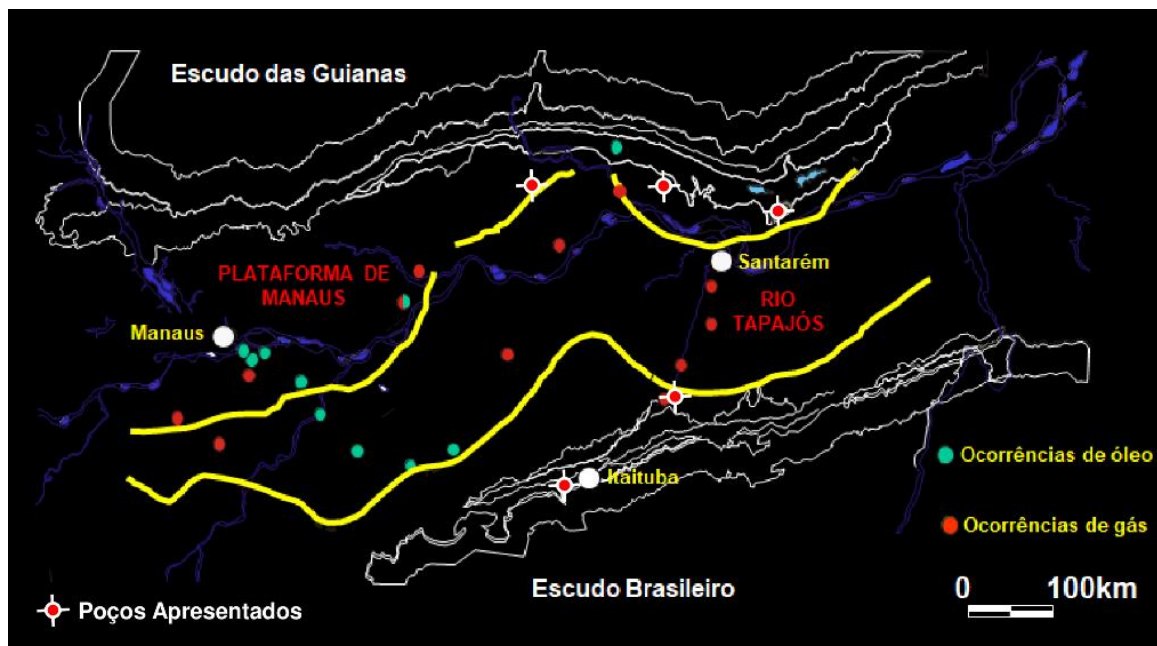


Figura 10.23: Mapa com as ocorrências de óleo e gás da bacia do Amazonas, indicando a proximidade dos poços analisados da zona de gás. Fonte: Modificado de Eiras e Wanderley Filho (2004).

### **PARTE III VIABILIDADE DO GÁS EM FOLHELHO PARA A AMAZÔNIA**

#### **11 ASPECTOS ECONÔMICOS**

Todo e qualquer projeto, independente da área de aplicação, necessita da realização de estudos de verificação de sua viabilidade de execução, pois, ainda que determinada ideia apresente um aspecto inovador, se for executada sem levar em consideração as variáveis da realidade na qual será aplicada, poderá refletir em tomadas de decisões equivocadas e perda de investimentos monetários, de tempo e de intelecto.

Estes estudos podem ser executados em qualquer realidade, desde que adaptados as suas condições de fronteira, e podem agregar conceitos interdisciplinares, daí a importância de sua aplicação em projetos de E&P, sobretudo para recursos não convencionais, os quais apresentam especificidades peculiares e são essenciais para o desenvolvimento da matriz energética mundial.

Com a abertura brasileira para a exploração de GNCC, a partir do potencial das bacias nacionais e em experiências internacionais bem-sucedidas, como a norte-americana e a argentina, torna-se indispensável a realização de estudos para o aperfeiçoamento dos conhecimentos locais sobre o assunto, como detalhamento de bacias com potencial para o prospecto não convencional, modelagens para delimitação de tendências econômicas, dimensionamento de possíveis impactos ambientais decorrentes de tal exploração e os métodos mais eficazes para a sua predição e contenção (Cava, 2014).

Almeida (2012) exemplifica que a realização de estudos de viabilidade econômica pode fornecer informações cruciais acerca da evolução da produção de gás em um campo não convencional em função do tempo de exploração, indicando uma queda de 50% a partir do terceiro ano de exploração e podendo atingir até 95% em dez anos.

Este prognóstico é uma das bases para a tomada de decisão quanto a investir em processos de recuperação mais incisivos, para melhorar a performance do campo, ou em levantamentos para a pesquisa de novas áreas potenciais.

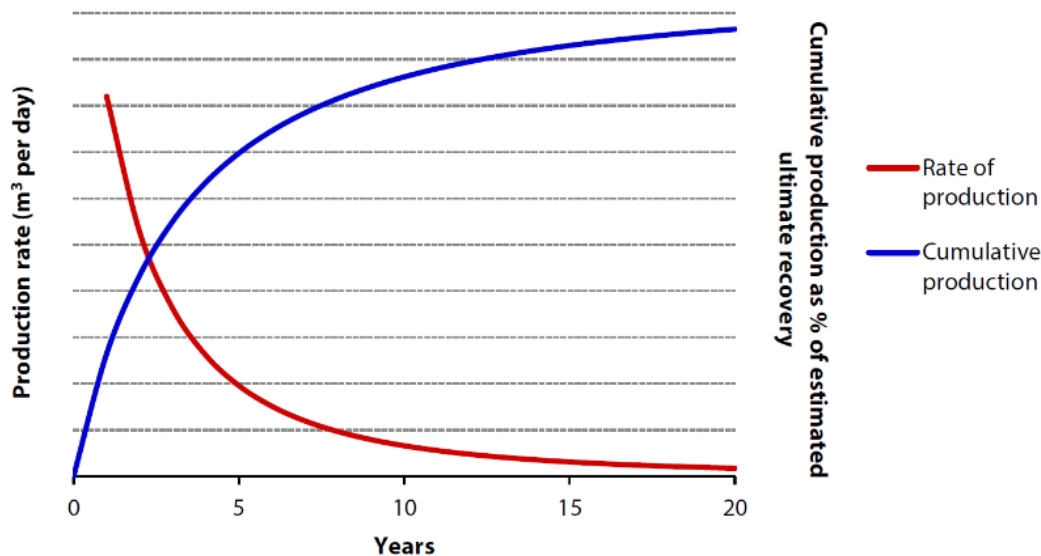


Figura 11.1: Perfil indicativo de queda na taxa de produção em função do tempo para reservatórios de GF. Fonte: CCC (2016).

Regionalizando esta abordagem, pode-se destacar que o desenvolvimento da região amazônica é um desafio de longa data e um de seus pilares é o fornecimento de energia para os diferentes setores atuantes na região, aliando os conceitos de sustentabilidade ambiental e respeito às comunidades locais.

As tentativas de desenvolvimento energético na região sempre esbarram em um ou em ambos estes conceitos, o que leva a reflexão sobre a viabilidade dos projetos e quais seus impactos subsequentes.

Deste modo, os capítulos seguintes abordarão específicas discussões sobre a viabilidade para a exploração de gás em folhelho na bacia do Amazonas. As viabilidades técnica e ambiental serão melhor apresentadas em seus respectivos capítulos, já que este tratará especificamente dos aspectos econômicos de uma possível exploração não convencional.

Foram escolhidos três eixos principais para o desenvolvimento desta discussão econômica: o balanço energético do Estado do Pará, tendo em vista que boa parte do mercado consumidor a absorver o gás está localizado no próprio estado e é necessário entender a dimensão de sua demanda energética para adequar a exploração ao seu mercado, que será o segundo eixo, pois a identificação e construção de mercados consumidores infere diretamente na monetização das reservas e no retorno do investimento no projeto (Santos, 2002); por último, será aplicado o conceito de substituição energética para o entendimento de sua importância para a indústria paraense.

## 11.1 BALANÇO ENERGÉTICO

### 11.1.1 Conceitos gerais

Segundo Comar et al. (2006), um balanço energético (BE) consiste na identificação do consumo de energéticos como gasolina, álcool, diesel, biomassa, carvão, entre outros, em uma determinada região a partir da criação de uma base de dados, cálculos dos consumos, inventários de recursos, dimensão do potencial de uso racional de energia, que será discutido ainda neste capítulo, além de modelagens matemáticas e estatísticas para a simulação de diferentes cenários de consumo.

Seu principal objetivo é fornecer informações para o planejamento articulado entre sociedade, economia e meio ambiente para o desenvolvimento energético e industrial de zonas urbanas e rurais.

A metodologia para a elaboração de um BE foi desenvolvida a partir da década de 1950, por países interessados em organizar seus dados de consumo energético para otimização de sua economia, mas teve seu auge de aplicação a partir de 1973 com o primeiro choque do petróleo, o qual obrigou as grandes economias a optarem por uma visão de entendimento global acerca do funcionamento de sistemas econômicos-energéticos.

Assim, países europeus e americanos passaram a elaborar metodologias de BE adequadas a sua realidade, o que refletiu na criação, por meio da portaria do Ministério de Minas e Energia nº 574 de 25/05/1976, do Balanço Energético Nacional (BEN) (Comar et al., 2006).

O tratamento dado aos conjuntos de dados colhidos para a composição de um BE varia de acordo com a dimensão do produto da análise. Em escala regional, quando existente, um BE relaciona a disponibilidade e demanda energética de cada município pesquisado de acordo com a variação temporal de consumo (a curto, médio e longo prazo).

Já na tomada de dados nacionais, além de abordar os aspectos regionais, o BE também correlaciona os quadros contábeis de fluxo de energia do sistema econômico nacional, a fim de auxiliar nas decisões de empresas públicas e privadas e na construção de séries históricas para análise da evolução do consumo energético e das mudanças de consumos de energéticos na própria matriz.

As principais conceituações técnicas presentes em um BE correspondem as classificações de energia e seus parâmetros de consumo, como oferta e demanda. As fontes de energia podem ser classificadas como:

a) *primárias*: derivadas de fontes naturais ou subprodutos e resíduos industriais, destacando-se os hidrocarbonetos, a energia hidráulica e as energias renováveis de menor agressão ambiental, como solar e eólica.

b) *secundárias*: as quais passaram por um ou mais processos de beneficiamento industrial a partir das primárias, com a gasolina, gás liquefeito de petróleo, a eletricidade e derivados não energéticos (Comar et al., 2006).

Após a distinção entre os diferentes tipos de energia, são analisados parâmetros como a oferta de fontes primárias e secundárias aproveitáveis, englobando desde sua produção até variáveis como importação, exportação, estoque, oferta interna e oferta total, os processos e mecanismos de transformação de energia, a perda energética ocorrida no transporte, distribuição e armazenamento de energia e como isto pode refletir nos investimentos, bem como as diversificações de consumo energético de acordo com os setores sociais – consumo final, final energético e não-energético, residencial, comercial, público e privado, urbano e rural.

### **11.1.2 Balanço energético e gás em folhelho na Amazônia**

A importância de um BE para a exploração de gás em folhelho na bacia do Amazonas surge com a possibilidade de reprodução de sua metodologia em estudos locais para a abordagem de pontos tanto no estágio *upstream* como *downstream* na cadeia do gás, como a quantidade de recursos disponíveis para o consumo, identificação e dimensionamento dos mercados consumidores a absorvê-lo, definição do, ou dos, modais de transporte do gás do campo de exploração para a UPGN (com a escolha por gasodutos, GNL ou o transporte integrado) e das perdas energéticas nos processos.

É necessário tomar a real dimensão do consumo energético nas proximidades dos pontos de possível exploração de gás em folhelho para justificar os investimentos em seus projetos a partir de taxas internas de retorno atrativas (Santos, 2002), o que é feito com o desenvolvimento de um BE completo.

Para este trabalho, a zona de discussão econômico será o estado do Pará, devido ao alto consumo energético necessário para a extração e beneficiamento mineral local, um dos pontos-chave para a economia do Pará. Esta tendência econômica do estado será abordada com maiores detalhes na seção seguinte.

O último Balanço Energético do Estado do Pará (BEEPA) foi realizado em 2006, tendo 2005 como ano-base, pelo Grupo de Estudos e Pesquisas Econômicas Energéticas (GEPEE) da Universidade da Amazônia (UNAMA), com a colaboração do Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ELETRONORTE, além do apoio da PETROBRAS e

da Fundação Instituto para o Desenvolvimento da Amazônia (FIDESA). Sua estrutura é similar à do BEN, com apresentação das conceituações gerais, tratamento e unidades dos dados referentes as fontes de energia, apresentação de oferta e demanda entre fontes primárias e secundárias, bem como seu consumo por setor energético, importação e exportação de energia, centros de transformação e indicadores socioeconômicos e ambientais.

A comparação dos dados deste BEEPA com o do ano de 1988 indica um aumento na oferta interna bruta de energéticos, com crescimento de 4,1% a.a. e consumo, em 2005, de 6.988 toneladas equivalentes de petróleo (tEP), tendo principais consumidores a indústria, o transporte, a agropecuária e o setor residencial (GEPEE, 2016).

Quanto aos dados de petróleo, gás natural e derivados, sua obtenção se deu por indicadores de entregas e vendas realizadas pelas refinarias da PETROBRAS, por informações de distribuição aos consumidores pela ANP e por dados de consumo real de energéticos fornecidos por Sociedades de Classe e industriais paraenses.

Os dados entre 1980 e 2005 correspondentes ao gás natural no estado do Pará dizem respeito ao GLP por unidade de  $10^3\text{m}^3$ . Pode-se observar uma constante manutenção do volume de gás no consumo final energético de acordo com o ano analisado, registrando uma significativa alta entre 1985 e 1990 e um leve acréscimo entre 1990 e 1995, oscilando dentro da mesma margem pelos dez anos seguintes; vale destacar que este consumo derivava diretamente da importação de GLP que atingiu  $261\ 10^3\text{m}^3$  em 2005.

Quanto ao consumo por setor energético, é notável a relativa diferença da demanda residencial em relação ao segundo maior consumidor, a indústria, seguida dos comércios e da agropecuária. O principal motivo desta alta diferença se dá pelo primor na utilização do GLP para cocção e aquecimento interno, se necessário, ainda que nesta região esta funcionalidade tenha baixíssima aplicação.

O consumo de gás pela indústria teve um salto expressivo entre 1995 e 1998, quando o volume passou de  $3\ 10^3\text{m}^3$  a  $13\ 10^3\text{m}^3$ , ainda assim baixo se comparado ao consumo residencial. Setores como alimentícios, de bebidas e de papel e celulose, os quais necessitam de altos volumes de gás para a fabricação de seus produtos, também mantiveram seus consumos constantes, com leves elevações para o volume aplicado as indústrias de celulose a partir de 2001.

Quanto a pecuária e mineração, com respectivas aplicações de gás natural para a produção de fertilizantes e de geração de energia elétrica e térmica para o beneficiamento mineral, seus consumos à época são inexpressivos, sobretudo pela política de desenvolvimento do potencial hidrelétrico do estado.

A elaboração periódica do BEEPA, que previa o desenvolvimento de um banco de dados destinados a elaboração de políticas públicas e privadas para o desenvolvimento otimizado de energéticos no estado, foi paralisada devido a mudanças internas de estruturas e posicionamento do governo estadual quanto a política energética, estando em hiato desde 2005.

É importante destacar a necessidade da retomada da produção deste relatório, dado a evolução quanto ao consumo e disponibilidade de novas fontes para os setores, como energias solar e eólica. Há também o desenvolvimento de novas técnicas industriais que possam demandar energias que não só a hidrelétrica ou de óleo combustível, sobretudo na mineração, para o desenvolvimento da racionalidade energética no estado.

Tratando da exploração de gás em folhelho, é explícita a importância do BEEPA para o dimensionamento do mercado de consumo de gás no estado, com o registro da evolução dos dados para a modelagem de cenários com os setores de maior necessidade e consumo de volume de gás, além de simular o desenvolvimento de consumo em setores estratégicos, como o de transporte e comercial.

A retomada destes estudos pode atuar como base na negociação do desenvolvimento de projetos de exploração de gás em folhelho e da sua aplicação no mercado paraense, fazendo frente as importações<sup>40</sup> de gás derivadas de bacias como a do Parnaíba, empregada, sobretudo, nas indústrias de beneficiamento de alumina no nordeste do estado.

## 11.2 MERCADOS CONSUMIDORES

A abordagem das estruturas e objetivos de um balanço energético é de extrema relevância para entender como se dá a construção, estruturação e desenvolvimento de um mercado consumidor no Pará, a partir de estímulos para o aproveitamento do gás na região.

A elucidação deste processo é necessária devido ao constante equívoco quanto a estratégia de venda para uma empresa interessada na exploração e inserção de uma nova fonte à um mercado culturalmente dependente de outras – foca-se demasiadamente na propaganda acerca das vantagens da nova fonte, enquanto a verdadeira base para a venda de um projeto está na apresentação do mercado que irá consumi-la, ancorando sua exploração, produção, transporte e distribuição (Santos, 2002).

---

<sup>40</sup> Informação divulgada em seminário promovido pela Federação das Indústrias do Estado do Pará (FIEPA) sobre novas oportunidades no setor energético paraense, em junho de 2019.

### 11.2.1 Gás natural no Pará

Dadas as análises da atual situação de consumo de energia no estado, verificou-se que o principal setor beneficiado pela oferta de GNNC na bacia do Amazonas seria o da exploração mineral (Cardoso e Luczynski, 2019), desenvolvida no Pará no Complexo Carajás, tomando como referência a localização da possível zona de exploração e produção de gás em folhelho, a intensividade das atividades de mineração e o alto e inadequado consumo de energia elétrica de tais atividades, justificando a necessidade de substituição energética. Os conceitos de substituição e racionalidade energética serão abordados como principais embasamentos de mercado na seção seguinte.

Segundo Luczynski (2013), as negociações sobre a inserção do gás natural à cultura da mineração no Pará, via gasodutos ou barcaças através do Rio Amazonas, tomaram corpo a partir de 1980, com a implantação do Projeto Grande Carajás (PCG) e o desenvolvimento de estudos para a identificação de alternativas energéticas capazes de suprir a demanda do empreendimento, a citar a hidroeletricidade e o carvão vegetal, como resultado de pesquisas anteriores para diversificação da matriz energética amazônica.

A retomada desta pauta se deu a partir de 2004, com a negociação com a Bolívia para o abastecimento de gás para o estado com a construção de um gasoduto unificado (GASUN), e em 2005, com o interesse venezuelano na travessia de um gasoduto – denominado *Gasoducto Del Sur* – pelos Estados do Pará, Amazonas, além de áreas nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil. Este gasoduto era um projeto pessoal do presidente Hugo Chávez e objetivava a integração com o Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) para a construção de um anel de gás natural pela América do Sul, o que se tornou inviável por uma série de questões ambientais (Luczynski, 2013).



Figura 11.2: Projeto piloto do *Gasoducto Del Sur*. Fonte: Luczynski (2013).

O suprimento de gás para o Complexo Carajás também passou pela análise de reservas no estado do Amazonas, como as de gás convencional das estações de compressão dos campos de Urucu e Juruá, além de negociações para o fornecimento de gás da Venezuela em 2007, abrindo precedentes para a importação de países vizinhos, como Trinidad & Tobago. Contudo, a prioridade prevalecia com o abastecimento nacional do estado, a partir de uma interligação estratégica com o Gasoduto do Meio Norte, advindo do Nordeste e com ponto de chegada em Marabá para, a partir daí, ser ramificado pelo Gasoduto do Pará (Luczynski, 2013).

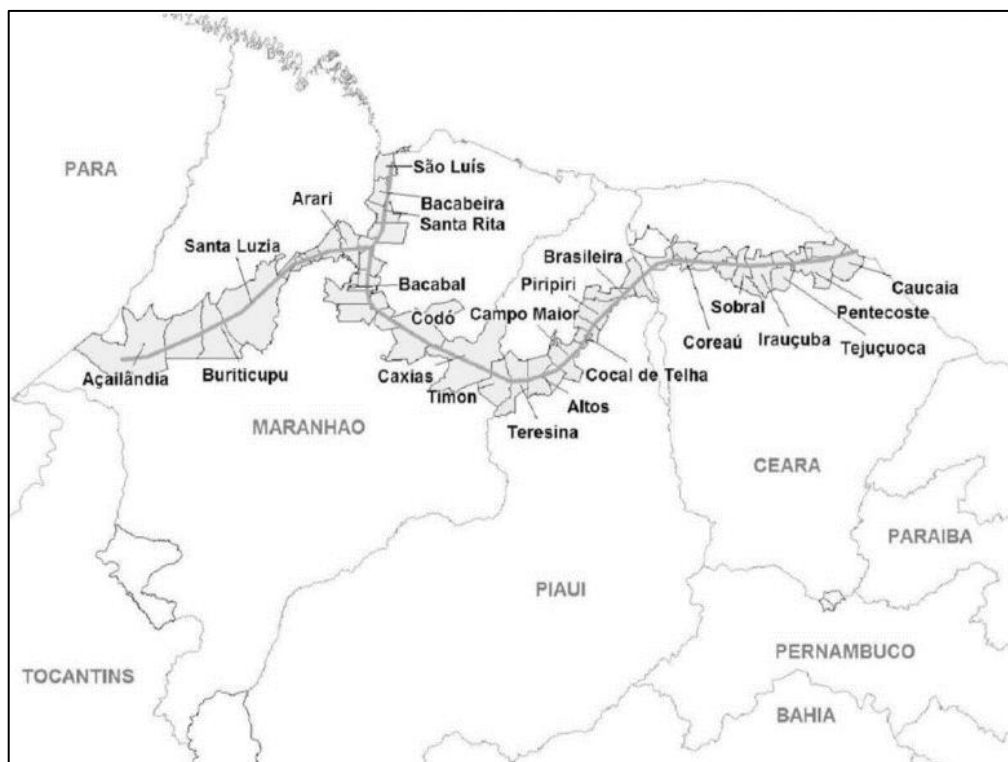


Figura 11.3: Gasoduto do Meio-Norte. Fonte: Acervo Gás do Pará apud Luczynski (2013).

Além do setor mineral, outras alternativas de aproveitamento do gás natural no Pará são as atividades de siderúrgicas e metalurgias, assim como os setores de comércio e transportes de modo secundário, com a aplicação na geração de energia térmica em ambientes como *shoppings centers* e supermercados, prática já comum em regiões do Sul e Sudeste brasileiro (Luczynski, 2013; Santos, 2002).

Há também a possibilidade de seu aproveitamento na geração de energia elétrica, como apresentado no capítulo 5, sobretudo para localidades dependentes de geradores à diesel. Bomfin (2008) apud Luczynski (2013) atesta, em um estudo conduzido em municípios da Amazônia, que a substituição do óleo por gás reduziu em até 61% o custo de geração de eletricidade, um abatimento de quase R\$ 300,00 para os preços da época.

Novas discussões sobre a aplicação do gás natural ao setor energético paraense estão em andamento devido as políticas de aberturas desenvolvidas tanto pelo Governo Estadual quanto pelo Governo Federal em 2019, como a aprovação de uma resolução<sup>41</sup> que autoriza a entrada de gás natural advindo da bacia do Parnaíba pelo Porto de Barcarena, no Nordeste do estado, para utilização em atividades industriais.

<sup>41</sup> Informação divulgada em seminário promovido pela Federação das Indústrias do Estado do Pará (FIEPA) sobre novas oportunidades no setor energético paraense, em junho de 2019.

Além disto, a quebra do monopólio<sup>42</sup> na distribuição do gás dos campos de exploração para as UPGN via gasodutos também pode contribuir para a intensificação em sua utilização no Pará, já que este ato possibilita a abertura do mercado para novas empresas, com consequente escalada na necessidade de mão-de-obra e na atração de interesse dos industriais.

### **11.2.2 Substituição energética**

O conceito de substituição de um energético por outro em determinado setor ou atividade está intrinsicamente ligado ao de racionalidade energética. Contudo, há ainda confusão quanto ao tratamento de racionalidade como sinônimo de eficiência energética.

De modo sucinto, racionalidade energética diz respeito a relação entre custos e utilização de um energético, com o rendimento da fonte utilizada correlacionado a sua aplicação final e precificação (Santos, 2002). Quando o potencial de uma fonte é aplicado em determinada atividade, espera-se que a quantidade de energia aproveitada no processo seja a máxima o possível, para otimização dos custos de produção.

Contudo, podem ocorrer duas situações – ou a fonte aplicada excede a quantidade de energia necessária a execução do processo ou seu potencial não é suficiente para cumprir o esperado, refletindo na necessidade de acréscimo de volume de energia aplicado e, como consequência, no aumento de custos.

Caso haja efetivação da segunda opção, é considerada a perda de racionalidade quanto a aplicação da fonte às atividades. A partir disto, toma-se como opção uma substituição energética para viabilizar a execução das atividades sem acréscimos desnecessários quanto a compra ou produção de energia.

O principal exemplo desta realidade no Pará corresponde as atividades industriais desenvolvidas no Complexo Carajás. Devido ao potencial hidrelétrico da Região Amazônica e a incentivos fiscais decorrentes, as unidades mineradoras do complexo passaram a processar matérias-primas a partir de sistemas movidos a energia elétrica proveniente de grandes projetos de hidroeletricidade presentes na região, sobretudo a partir da década de 1980, com a conclusão destes grandes projetos como parte da estratégia dos governos militares para ocupação e desenvolvimento da Amazônia, visada como região de interesse para a zona de influência de países americanos.

---

<sup>42</sup> Informação divulgada por veículos de comunicação a partir de uma resolução aprovada pelo CNPE para abertura do setor de GN no país em junho de 2019. Corroborada pelo acordo entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a PETROBRAS em julho de 2019.

Contudo, o potencial de energia elétrica necessário para a operação desses sistemas é superior ao qual seria necessário caso a fonte utilizada fosse o gás natural, refletindo na perda de eficiência energética da energia elétrica para o gás na adequação à esse tipo de demanda e na redução de racionalidade energética, visto que o excedente de energia elétrica utilizado na mineração poderia ser deslocado para abastecimento e consumo interno em outras atividades desenvolvidas por indústrias de pequeno e médio porte, bem como para aplicação na rede integrada doméstica ou exportação para países vizinhos.

Com isto, é possível identificar algumas atividades mineradoras nas quais há aplicabilidade do gás natural como fonte geradora de energia; uma das principais é a produção de aço a partir da utilização do ferro-gusa (*pig iron*) como insumo.

O gás natural atuaria como insumo na produção de semi-elaborados de aço, reduzindo a necessidade do ferro-gusa nas primeiras etapas de produção dos derivados (Luczynski, 1995) e resultando na produção de itens de maior qualidade, podendo agregar maior valor de venda no mercado.

Em somatório, a possibilidade da cogeração (geração de energia elétrica e térmica a partir do gás) nas plantas mineradoras também potencializa a redução dos custos com energia. Além disto, a aplicação do gás natural abriria novos horizontes para a instalação de novas indústrias intensivas no estado (Cardoso e Luczynski, 2019).

Há, ainda, a possibilidade de redução da dependência da mineração no Complexo Carajás da energia advinda das hidrelétricas do estado, por vezes criticadas pelos impactos socioeconômicos e ambientais gerados em sua construção, com a abertura para o remanejamento de recursos direcionados à manutenção do alto número de barragens hidrelétricas da região (Cardoso e Luczynski, 2019).

A racionalização energética no desenvolvimento das atividades industriais também viabiliza a redução de custos em manutenção de equipamentos, aumento do nível de segurança das operações e sofisticação dos produtos (Santos, 2002).

## **12 PROSPECÇÃO, EXPLORAÇÃO E DIRECIONAMENTO**

Um dos aspectos de maior influência quanto aos estudos de viabilidade econômica está na logística de execução do projeto proposto, visto que se ela apresentar dificuldades as quais possam encarecê-lo, o projeto pode passar por sutis remodelações ou até ser completamente abandonado.

Este parâmetro toma ainda mais importância quando aplicado a explorações não convencionais as quais, por definição, exigem levantamentos mais criteriosos quanto a viabilidade de aplicação de processos industriais específicos para recuperação do recurso.

Alinhando este conceito as características ambientais da Amazônia, a logística pode refletir como principal entrave exploratório, visto as restrições ambientais quanto a projetos industriais em plena floresta e a dificuldade de transporte de estruturas para a construção dos parques de trabalho.

O objetivo deste capítulo é trabalhar estas questões, que englobam desde a participação do geofísico na prospecção do gás até o seu transporte e distribuição para os mercados consumidores. São apresentadas as principais atribuições da Geofísica nesta fase, bem como sugestões de levantamentos e processamento de dados na região, assim como a aplicação do fraturamento hidráulico para a recuperação do gás.

Também serão tratadas as especificidades quanto ao transporte do gás em folhelho explorado na região, com a discussão dos principais modais utilizados no país e as suas necessidades e impactos na Amazônia.

### **12.1 PROSPECÇÃO E RECUPERAÇÃO DO GÁS EM FOLHELHO**

#### **12.1.1 Levantamentos geofísicos**

Segundo SGBF (2017), a Geofísica vem ganhando espaço em território amazônico como um dispositivo tecnológico para a identificação e prevenção de acidentes ambientais, para a ampliação e modernização do conhecimento geológico de áreas antes inviáveis para a realização de levantamentos e para a prospecção de bens minerais como os hidrocarbonetos nas bacias sedimentares, além de potássio e fosfato para fertilizantes e calcário aplicado nas fábricas de cimento da região. Os levantamentos aerogeofísicos de métodos potenciais também representam linhas de avanço para o conhecimento do território, principalmente de seu aporte estrutural.

Assim como na maioria dos levantamentos, os dados de aquisições sísmicas são os mais trabalhados para o desenvolvimento da Geofísica na Amazônia, ganhando notoriedade a partir dos anos 2000 com o desenvolvimento de projetos de imageamentos sísmicos das bacias

paleozoicas do Solimões e do Amazonas, para processamento de dados reais pelo método de empilhamento *Common Reflection Surface* (CRS), caracterizado pelo melhoramento da razão sinal/ruído durante o imageamento (SBGF, 2017).

Há, também, a modelagem de dados sintéticos para a construção de blocos 3D para identificação de alvos exploratórios de hidrocarbonetos, de extrema importância para a atenuação de múltiplas e de efeitos associados as intrusões de diabásio nas bacias Amazônicas (SBGF, 2017).

O desenvolvimento destes estudos geofísicos é crucial para verificação de viabilidade da exploração de gás em folhelho na região, sobretudo quanto a aplicação de avaliações de formação para o aumento de resolução de dados sísmicos regionais, podendo localizar contrastes litológicos em pontos estratégicos, identificar zonas potenciais a acumulação de matéria orgânica e, principalmente, zonas fraturadas com potencial para a acumulação de gás. Esta identificação também pode ser facilitada com a reprodução, ainda que laboratorial, das recentes técnicas aplicadas nos *plays* norte-americanos para a exploração não convencional, como aquisições MAZ, WAZ, DAS, DTS e de VSP.

Além disto, o estudo teórico das propriedades elásticas influentes na geração e propagação de fraturas a partir de modelos baseados na geologia da bacia do Amazonas ou diretamente em amostras das formações de interesse também são bases para viabilização de uma exploração não convencional na região, assim como para a ampliação do conhecimento geológico a partir do entendimento que Geologia e Geofísica são áreas de conhecimento complementares, não competitivas, devendo trabalhar em conjunto para a formação de recursos humanos com a capacidade de desenvolvimento de estudos interdisciplinares nesta área de nova fronteira na região.

A modelagem de parâmetros elásticos em amostras sintéticas as quais não refletem as heterogeneidades específicas peculiares aos reservatórios não convencionais também acarretam perda de tempo e de investimentos essenciais promovidos pela indústria petrolífera.

A pesquisa de hidrocarbonetos na bacia do Amazonas, seja convencional ou não convencional, deve passar por modernização tanto de equipamentos quanto de profissionais, agregando a região novos conhecimentos acerca das mais recentes tecnologias aplicadas as explorações, como as redes neurais e o *machine learning*, expandindo as pesquisas para além do processamento tradicional de dados.

### 12.1.2 Exploração não convencional na Amazônia

Este talvez seja o ponto mais sensível quando se trata do desenvolvimento da região Norte, não só na Amazônia, mas no restante do Brasil e no mundo. O capítulo seguinte abordará os primeiros reflexos dos movimentos nacionais para a aplicação do fraturamento hidráulico em explorações não convencionais no país e seus desdobramentos do ponto de vista ambiental, mas é preciso correlacionar este processo, e outros, já a logística de exploração e dimensionar seus impactos na realidade amazônica, tanto no aspecto ambiental quanto nos aspectos econômicos e sociais.

A primeira abordagem acerca deste ponto corresponde a logística de transporte das estruturas essenciais a execução da exploração, visto as dificuldades características da região amazônica derivadas de fatores políticos e ambientais.

Há necessidade de evidenciar a deficiência de integração entre os modais de transporte, sobretudo direcionado a região de interesse para gás não convencional. Em alguns casos, certas estruturas precisam de transporte aéreo, por helicópteros, para sua montagem e funcionamento correto, como em exemplos no campo de exploração de óleo em Urucu, no Amazonas.

Estas situações influenciam diretamente nos custos iniciais de exploração e podem influenciar no abandono do projeto devido ao retorno de investimentos insuficiente.

Ainda assim, esta necessidade, caso ultrapassada, pode atingir diretamente a realidade da população residente na área de exploração, tanto de maneira benéfica quanto no agravamento de conflitos sociais.

A exploração não convencional pode propiciar o desenvolvimento de zonas antes isoladas na floresta e a criação de novos centros para comportar o número de trabalhadores necessários, com a chegada de infraestruturas como rotas viárias, hospitais, escolas e moradias.

Contudo, a exemplo de outras campanhas exploratórias, como as desenvolvidas durante dos dois ciclos da borracha entre o final do século XIX e primeira metade do século XX, esta mudança de realidade pode refletir em conflitos agrários devidos a invasões de terras indígenas e quilombolas, intensificação do desmatamento e poluição hídrica.

Quanto ao fraturamento hidráulico, há a necessidade de estudos ambientais pré-exploração para a modelagem dos seus fatores de impacto como utilização de compostos químicos contaminantes, emissão de poluentes gasosos e indução de microssismos locais, a fim da elaboração de contramedidas para a tomada de decisão caso algum dos processos correspondentes ao fraturamento não se desenvolva como esperado durante a aplicação.

Neste aspecto encontram-se, novamente, os fatores interdisciplinares os quais podem ser trabalhados em conjunto para a geração de modelos de maior confiabilidade, a partir de

análises geoquímicas dos solos dos volumes hídricos da região, bem como por dimensionamento das propriedades físicas das áreas de exploração. Há ainda a possibilidade do monitoramento *in situ* das fraturas, o qual será abordado no capítulo seguinte.

A respeito da produção do gás, a mesma se daria de modo simplificado se comparado a de óleo, pois não há a necessidade da instalação de grandes refinarias para processamento; as UPGN ocupam espaços relativamente pequenos se comparados as plantas petroquímicas, as quais contam com um maior número de processos para extração de produtos finais do óleo.

Os processos de produção de gás se resumiriam em: retirada dos elementos líquidos do gás, de enxofre e separação do condensado; o excedente de gás poderia ser reinjetado no campo para a manutenção da pressão de reservatório ou utilizado para a alimentação de sistemas de energia.

## 12.2 TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Como anteriormente mostrado, o processamento do gás natural não convencional explorado na bacia do Amazonas se daria de modo similar a produção convencional já realizada nos *plays* de Japiim e Azulão; sendo assim, a principal questão seguinte corresponde ao transporte e distribuição do gás pelo território amazônico, tendo em vista as dificuldades logísticas inerentes à Floresta Amazônica.

Na indústria gasífera, há dois principais modais de transporte de gás natural as quais já passam por planejamento para a realidade amazônica – via Gás Natural Liquefeito (GNL) e via gasodutos.

### 12.2.1 Gás Natural Liquefeito (GNL)

Consiste na liquefação do gás natural após as retiradas de impurezas como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, S<sub>2</sub> e hidrocarbonetos mais pesados, visando a redução do volume ocupado durante o transporte (Luczynski, 1995). O deslocamento de gás, neste caso, pode ser feito por diferentes modais, tais como vagões, caminhões e embarcações.

Estudos anteriores indicavam a possibilidade do gás convencional extraído de campos próximos as reservas não-convencionais serem transportados para o Complexo Carajás por embarcações criogênicas adaptadas para a navegação nos rios Madeira, Amazonas e Solimões, de acordo com a variação da altura da lâmina d'água (Luczynski, 1995; 2013).

O GNL despontava como principal opção de transporte, devido ao menor impacto ambiental, se comparada a engenharia necessária para a construção de gasodutos, maior

penetração em regiões inóspitas da Floresta Amazônica e a possibilidade do desenvolvimento do transporte multimodal para a região, aproveitando o seu potencial para tal.

Contudo, esta alternativa perdeu credibilidade no fato de sua inviabilidade quanto a distância percorrida do produto ao consumidor, já que para distâncias relativamente pequenas – como é o caso entre o Flanco Norte da bacia do Amazonas e o Complexo Carajás – o custo do transporte por GNL se torna mais alto do que a instalação de gasodutos.

Há, ainda, a necessidade de instalação de unidades de criogenia e regaseificação do GNL nos terminais de embarque e desembarque do produto, respectivamente, elevando ainda mais os custos dos processos.

Além disto, esta necessidade esbarra na influência de interesses políticos na zona de prospecto para a exploração de gás em folhelho indicada neste trabalho, a porção Leste da bacia do Amazonas, ao longo do rio Tapajós, sobretudo pelo controle exercido sobre o transporte de barcaças que se desenvolve pelos rios desta região.

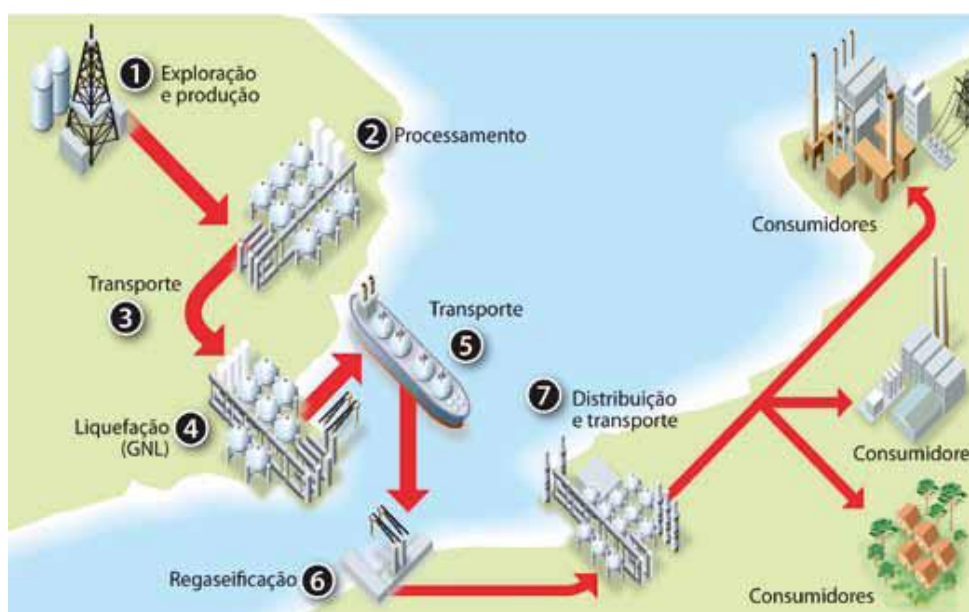


Figura 12.1: Esquema simplificado de uma cadeia de GNL. Fonte: ANP (2010).

### 12.2.2 Gasodutos

A segunda opção é o transporte do gás em folhelho via gasodutos, uma opção a qual requer maior cuidado quanto a mitigação dos impactos ambientais e durante o traçado do trajeto, de modo a evitar que o gasoduto atinja zonas indígenas e quilombolas, reservas extrativistas e de proteção ambiental, assentamentos rurais, áreas de conflitos agrários e, sobretudo, obstáculos naturais que possam afetar o funcionamento da instalação no decorrer dos anos, como a

variedade de rios que recortam a região em questão; metodologias para a garantia de salvaguardas para alguns destes aspectos serão tratadas no capítulo seguinte.

Por muito tempo, a instalação de gasodutos no Pará foi descartada devido a ideia de desenvolvimento do transporte por GNL. Dada a inviabilidade desta modalidade, o desenvolvimento de estudos para implantação de gasodutos foi retomado devido a incentivos de governos de países vizinhos interessados na exportação de gás natural para o Brasil, como a Bolívia e Venezuela do governo Hugo Chávez (Luczynski, 1995; 2013).

Até 2016, haviam projetos em avaliação para a construção do Gasoduto do Amazonas, para o transporte de gás interligando Manaus (AM) a Nhamundá (AM), cidade próxima as regiões dos blocos então licitados até a 13ª Rodada de Licitações da ANP; tais projetos já possuíam autorização para construção e estavam em processo de Licenciamento Ambiental, segundo a Lei nº 11.909/09.

Este gasoduto alcançaria zonas potenciais para a geração de gás em folhelho na bacia, podendo viabilizar uma rede de comunicação entre as áreas potenciais para gás em folhelho no Flanco Norte ao Gasoduto Manaus-Urucu (EPE, 2016).

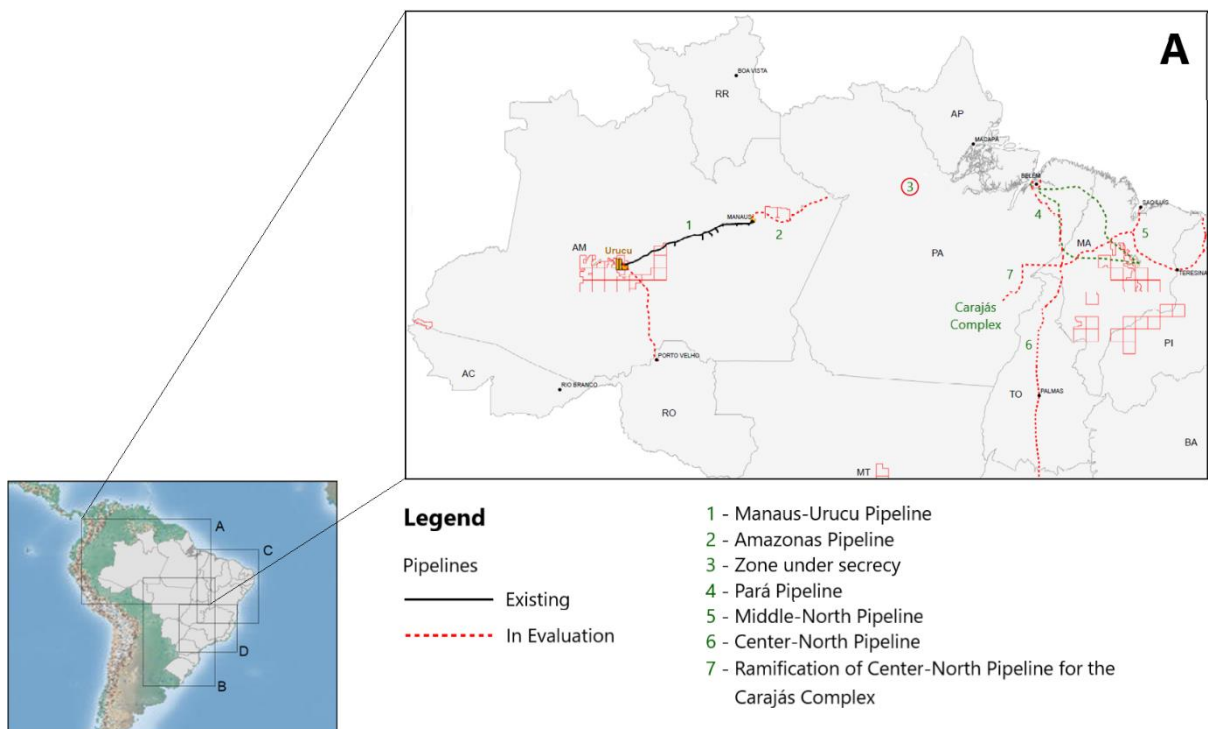


Figura 12.2: Gasodutos existentes e em avaliação para as regiões Norte e Nordeste até o ano de 2016.

Fonte: Modificado de EPE (2016) apud Cardoso e Luczynski (2019).

Havendo a construção destes gasodutos e viabilizando a infraestrutura de transporte do gás, a principal questão seria como trazê-lo do extremo Norte da bacia do Amazonas para o Sudeste do Pará, onde se concentra a exploração e produção mineral do Complexo Carajás.

Os principais obstáculos físicos a serem transcorridos seriam os rios da região, pois apresentam consideráveis variações de distância entre suas margens. Ainda que seja possível alocar gasodutos nestes rios, o tempo de execução da obra e o custo deixariam o projeto economicamente inviável.

Uma sugestão seria a continuidade do projeto do Gasoduto do Amazonas pelo Noroeste do Pará até a conexão com a rede projetada composta pelo Gasoduto do Pará, Gasoduto Meio-Norte e Gasoduto Centro-Norte, este último com uma ramificação já prevista em projeto (EPE, 2016; Gasnet, 2018). Vale destacar que esta sugestão necessita de estudos específicos para detecção de sua viabilidade. Os dispositivos para futuros estudos serão apresentados no capítulo seguinte.

Tal traçado evitaria a passagem de um gasoduto por regiões de alta densidade florestal, extensivamente recortada por rios e possibilitaria a inserção do gás em folhelho a rede de gás das principais cidades do eixo Norte-Nordeste, além de estabelecer uma via de distribuição para o Centro-Oeste do país e a interligação com gasodutos da região Sudeste, pelo Gasoduto Brasil-Central, além de cumprir o objetivo de transporte do gás para o Complexo Carajás.

## **13 MEIO AMBIENTE**

É de conhecimento geral que a principal dificuldade quanto ao desenvolvimento de projetos exploratórios na Amazônia está ligada aos possíveis impactos ambientais derivados dos mesmos, visto sua alta densidade em relação ao aporte florestal, sua exuberante diversidade de elementos de fauna e flora, sem contar seu potencial para acumulação aquífera tanto em superfície quanto em subsuperfície, o que desperta interesse para o entendimento e elaboração de propostas que procurem equalizar o desenvolvimento amazônico com a preservação ambiental.

Este capítulo aprofundará as questões ambientais essenciais para a exploração gasífera não convencional na região, algumas já retratadas no capítulo anterior, como reflexos de movimentos internacionais de influência no desenvolvimento de políticas nacionais para o meio ambiente. Além disto, abordará aspectos técnicos como a aplicação de métodos geofísicos para mitigação de impactos e relacionados a construção de infraestrutura necessária para o escoamento da produção de gás, alinhados a metodologias de potencialização de salvaguardas ambientais.

### **13.1 MORATÓRIA AMBIENTAL**

#### **13.1.1 Precedentes da Moratória**

Em junho de 2013, a ANP publicou o edital de chamada para a 12ª Rodada de Licitações de Blocos de Exploração, ocorrida em 28 de novembro do mesmo ano (Sanberg et al., 2015). Este edital chamou a atenção pela disponibilidade de 11 blocos com potencial para recursos não convencionais, despertando preocupação em órgãos jurídicos, sociedades científicas e entre outros conhecedores do assunto, graças a possibilidade da aplicação do fraturamento hidráulico em território nacional, visto suas especificidades técnicas e discussões ambientais já abordadas.

Os 11 blocos estavam localizados nas bacias do Acre, do Solimões, do Parnaíba, do Recôncavo e do Paraná (IBASE, 2015; EPE, 2014). Dentre estas bacias, a Bacia do Paraná se destacou nas discussões, tanto devido ao seu potencial para a acumulação em gás em folhelho – segundo estimativas, esta bacia concentra cerca de 50% do recurso no país (Scheibe et al., 2013) – quanto pela sua importância ambiental para as regiões Sul e Sudeste do Brasil, pois o segundo maior aquífero do país, o Sistema Aquífero Guarani (SAG), além do Sistema Aquífero Serra Geral (SASG), localizam-se entrelaçados na extensão da bacia.

Os folhelhos geradores de gás da Formação Irati estão subjacentes as Formações Botucatu e Pirambóia (formações de comporte do SAG) e das rochas vulcânicas da Formação

Serra Geral (comporte do SASG) (Scheibe et al., 2013); vale ressaltar que estes recursos hídricos em subsuperfície são de alta importância para as regiões, visto que a hidrografia superficial segue abalada pela intensa poluição antrópica a qual é submetida.

Diante das discussões sobre a oferta de blocos potenciais à reservatórios não convencionais sem a regulamentação adequada para o uso do fraturamento hidráulico e da falta de decisão pública sobre a utilização do mesmo (IBASE, 2015), a Diretora Geral da ANP à época, Sra. Magda Chambriard, pronunciou-se a respeito do assunto, afirmando que os blocos referentes a 12ª Rodada de Licitações seriam, preferencialmente, de recursos convencionais e que os blocos com potencial para gás em folhelho seriam disponibilizados somente para a realização de estudos para verificação de viabilidade (Scheibe et al., 2013). A realização da 12ª Rodada tomou prosseguimento e os 11 blocos em questão foram arrematados.

No período subsequente a 12ª Rodada, foram promovidas diversas manifestações em cidades e estados detentores das áreas concedidas para a exploração. As prefeituras de Guairá, Foz do Iguaçu, Cascavel e Toledo, no Paraná, implementaram proibições para a utilização do fraturamento hidráulico em suas cidades. Além disso, outras manifestações foram realizadas em cidades do Piauí e do Paraná, em períodos de 2013 e 2014, além da realização de um seminário indígena no Acre, cujo tema era de oposição à utilização do fraturamento hidráulico (IBASE, 2015).

Quanto ao meio científico, a Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC) se posicionou contra a concessão dos blocos sem a regulamentação do fraturamento hidráulico, posicionamento que já havia sido mostrado em uma carta encaminhada à então Presidente Dilma Rousseff meses antes a realização da 12ª Rodada. Juridicamente, o Ministério Público Federal (MPF) deu entrada em ações públicas nos estados da Bahia, Paraná, São Paulo, Acre e Piauí para anular os efeitos da 12ª Rodada, sendo que no Piauí a entrada do pedido foi efetuada no mesmo dia dos leilões (Sanberg et al., 2015).

Este conjunto de pressões culminaram, ainda em 2013, na elaboração de um Projeto de Lei (PL) para sanar as discussões; este PL representava, na prática, uma moratória para utilização do fraturamento hidráulico na exploração de reservatórios não convencionais no Brasil.

### **13.1.2 A Moratória Ambiental**

O Projeto de Lei nº 6.904 de 2013, denominado de “Moratória Ambiental”, foi elaborado pelo deputado federal Sarney Filho, do Partido Verde/MA, com o objetivo de impedir a exploração de recursos não convencionais via fraturamento hidráulico no Brasil por um período de 5 anos,

partindo da data de sua publicação no Diário Oficial da União. Este PL fez uso do Princípio da Precaução, definido no Princípio 15 da Declaração da Conferência Rio-92 sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Sanberg et al., 2015) e se baseou no Artigo 225 da Constituição Federal Brasileira, o qual trata sobre a exploração do meio ambiente e sua interferência em seu equilíbrio:

**Art. 225.** Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações (Brasil, 2016, p. 131).

§ 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao Poder Público:

V – Controlar a produção, a comercialização e o emprego de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco para a vida a qualidade de vida e o meio ambiente (Brasil, 2016, p. 131).

A Moratória Ambiental foi elaborada para a promoção de um tempo para reflexão (Brasil, 2013), objetivando a realização de estudos sobre a viabilidade da exploração de recursos não convencionais no país e seus benefícios econômicos e energéticos, ambos pautados na análise de impactos ambientais e sociais advindos da utilização do fraturamento hidráulico nas áreas sob regime de concessão e nas possíveis ações mitigadoras tomadas para minimizar esses impactos.



CÂMARA DOS DEPUTADOS



## PROJETO DE LEI N.º 6.904-A, DE 2013 (Do Sr. Sarney Filho)

Estabelece medidas relativas à atividade de exploração de gás de folhelho (também conhecido como xisto); tendo parecer da Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, pela aprovação, com emendas (relator: DEP. RICARDO TRIPOLI).

Figura 13.1: *Caput* do Projeto de Lei da Moratória Ambiental. Fonte: Brasil (2013).

O Projeto de Lei foi encaminhado para a apreciação em uma série de comissões internas da Câmara dos Deputados, como a Comissão de Minas e Energia (CME), a Comissão de

Finanças e Tributação (CFT), a Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços (CDE), a Comissão de Sistematização (CS), sendo que nas duas últimas o PL foi reprovado, e a Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS), na qual foi aprovado.

Após os procedimentos legislativos, o Congresso Nacional aprovou e decretou a Moratória Ambiental sobre a exploração de reservatórios não convencionais por fraturamento hidráulico, ainda em 2013, seguida da suspensão imediata dos efeitos da 12ª Rodada de Licitações da ANP. No ano seguinte, a ANP tomou novo posicionamento com a elaboração e publicação de uma Resolução que regulamentava as atividades ligada ao fraturamento e a exploração não convencional.

### **13.1.3 Regulamentação do fraturamento hidráulico**

A Resolução da ANP nº 21, de 10 de abril de 2014 e publicada em 11 de abril de 2014 no Diário Oficial da União, estabelece os requisitos essenciais de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais (Brasil, 2014), tendo como principais atribuições:

- a.* A definição do material usado para o sustento das fraturas após abertas, como a utilização de areia com resina ou de bauxita.
- b.* O estabelecimento de conceitos referentes a exploração de reservatórios não convencionais, como o conceito de aquífero, área sob contrato, componentes técnicos do poço, *flowback* (fluido de retorno do poço após seu uso no fraturamento) e a utilização da microssísmica.
- c.* A apresentação, pela empresa operadora da exploração, de um Sistema de Gestão Ambiental, para identificação e mitigação dos impactos no meio ambiente.
- d.* A necessidade, por parte da empresa operadora da área sob regime de concessão, para que a ANP aprove a exploração, da garantia, por meio de testes, modelagens de simulação de fraturas, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas permanecerá a uma margem de segurança adequada dos corpos hídricos em subsuperfície.
- e.* A garantia da redução de efeitos colaterais em poços adjacentes ao fraturado e apresentação de laudo técnico do INMETRO, bem como de um projeto de poço com todas as etapas de sua perfuração e manutenção, além de estudos sobre a sísmica natural e induzida na área.
- f.* O estabelecimento de um plano de emergência para cenários acidentais, como falhas na integridade do poço.

g. A anexação de um modelo de Projeto de Poço com Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, além de parâmetros gerais, orgânicos e inorgânicos.

Após a publicação desta Resolução, o deputado federal Rodrigo Maia (Democratas/RJ), encaminhou para a Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 1.466/2014, para a aplicação da Resolução da ANP com o estabelecimento de condições para a utilização do fraturamento hidráulico para a exploração do GF, fazendo novamente uso da sua alta importância econômica para os EUA.

Além disto, o documento fazia menção a então inconstitucionalidade da Resolução da ANP, haja vista que, por não ser um documento com validade de Lei, não garantiria o cumprimento das recomendações pelas empresas operadoras da exploração, necessitando de um novo PL para efetivar a Resolução da ANP na forma da Lei.

#### **13.1.4 Impactos da Moratória**

É possível mesurar os impactos decorridos da Moratória Ambiental a partir da aplicação de uma análise SWOT (sigla em inglês das palavras *strength*, *weaknesses*, *opportunities* e *threats*), uma técnica desenvolvida por professores da *Harvard Business School* em 1960 (Santos, 2017) que consiste em uma ferramenta administrativa para elaboração de estratégias, partindo da identificação de pontos fortes e fracos, desvantagens e oportunidades, em ambientes econômicos e empresariais de acordo com a movimentação de mercado (Neto, 2011; Savoia, 2009).

A partir da aplicação deste dispositivo, Cardoso et al. (2018) identificaram os principais reflexos positivos e negativos da Moratória para o Brasil, respectivamente, como:

*a.* A disponibilização de tempo para a execução de estudos econômicos sobre a real viabilidade da utilização do gás em folhelho no país (haja visto que hoje essa exploração é necessária, mas com o passar do tempo tal necessidade pode ser suprida por outras alternativas), além de estimar se o gás realmente atenderia de forma satisfatória a matriz energética do país.

*b.* A realização de estudos para a detecção dos impactos ambientais associados a exploração do recurso, bem como a projeção de sua amplitude de prejuízo ao meio. Tendo isto, focar no desenvolvimento de métodos para a mitigação desses impactos.

*c.* Juridicamente, a viabilização na elaboração de novas leis que regulamentem a exploração de gás não convencional em áreas ambientais, tendo em vista o exemplo da bacia do Amazonas.

- d. A promoção, na sociedade, do debate adequado sobre o assunto, fazendo com que as informações corretas sobre a exploração do gás em folhelho saiam do âmbito acadêmico e atinjam a população, por meio de propagandas, palestras e métodos semelhantes, para evitar o espalhamento de notícias alarmistas e discussões sem o tratamento correto do assunto.
- e. O afastamento de empresas ligadas ao setor petrolífero e de gás natural, devido a rigidez das leis do setor, com conseqüente perda de investimentos e de entrada de capital para os cofres públicos, além do atraso na geração de empregos no país, visto que a exploração do gás em folhelho empregaria mão-de-obra desde os níveis superiores até as camadas mais simples da sociedade.
- f. O retrocesso do país quanto a inserção de novas fontes de energia (ou ampliação do uso de recursos não convencionais) na matriz energética nacional e do desenvolvimento de tecnologia própria para a extração, beneficiamento e distribuição da mesma, ficando atrás de países como a Argentina (exploração de gás em folhelho) e a China (exploração de hidratos de metano).
- g. A manutenção dos altos preços de gás no país, tendo em vista que a nova fonte de energia injetaria uma grande quantidade do produto na indústria petrolífera (levando em consideração a distribuição do recurso nas bacias sedimentares do país), aumentando a sua oferta e reduzindo os preços.

Tabela 13.1: análise SWOT dos impactos da Moratória Ambiental para o país.

<p style="text-align: center;"><b>Forças</b></p> <p>Discussão de questões ambientais.</p> <p>Apoio por órgãos de defesa do meio ambiente e por comunidades possivelmente afetadas pela exploração.</p> <p>Legislação precursora no país.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Fraquezas</b></p> <p>Baixo apoio por grande parte do Congresso Nacional.</p> <p>Proibição da realização de qualquer teste <i>in situ</i> com o fraturamento hidráulico.</p> <p>Lacunas sobre certos aspectos da exploração não convencional no Brasil.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Oportunidades</b></p> <p>Realização de estudos sobre o real potencial econômico do gás em folhelho no país.</p> <p>Execução de levantamentos para a detecção dos implicações ambientais da exploração.</p> <p>Desenvolvimento de métodos para a mitigação dos impactos.</p>	<p style="text-align: center;"><b>Ameaças</b></p> <p>Afastamento de empresas ligadas ao setor de gás natural devido a rigidez da legislação.</p> <p>Perda de investimentos e de geração de empregos.</p> <p>Manutenção dos altos preços de gás no país pelo não incremento na quantidade do produto no mercado.</p>

Fonte: Do autor.

### 13.2 MONITORAMENTO EM SUBSUPERFÍCIE

Como exposto no capítulo 8, a sísmica de reflexão representa uma importante ferramenta para o monitoramento microssísmico em subsuperfície da propagação de fraturas resultantes da estimulação das litologias pelo fraturamento hidráulico. A partir das experiências com esta técnica em países exploradores de recursos não convencionais, pode-se entender que sua aplicação na bacia do Amazonas se constitui de vital importância para a manutenção do equilíbrio ambiental, por meio da redução e contenção dos impactos das propagações de microfraturas.

Esta aplicação geofísica toma ainda mais corpo se analisado o potencial para acumulação de água doce subsuperficial na região amazônica, exemplificado pelo Aquífero Alter-do-Chão, um sistema de acumulação variando entre livre e confinado, presente em intercalações de arenitos, siltitos, argilitos e conglomerados, com espessura média de 1.250 m, de ocorrência desde o Centro-Norte do Pará até o Leste do Amazonas e com uma área ocupada na bacia do Amazonas de 312.574 km<sup>2</sup> (Souza et al., 2013; Cunha et al., 1994).

A pesquisa geofísica para a caracterização deste aquífero está presente nos estudos desenvolvidos por Souza e Verma (2006), a partir da diferenciação de duas zonas aquíferas – uma até 50 m de profundidade e outra entre 50 e 290 m – por meio de identificação de contrastes litológicos interpretados a partir de dados de avaliação de formação e de sondagens elétricas verticais (SEV), correlacionados a amostras de calhas e perfis geológicos. Vale citar que o Sistema Aquífero Alter-do-Chão se correlaciona também as acumulações aquíferas nas formações Iça e Solimões, na bacia do Solimões (Souza et al., 2013).

A exploração de gás em folhelho na Amazônia implicaria na aplicação do fraturamento hidráulico na formação Barreirinha, para a abertura de rotas de migração para o gás. A propagação de fraturas atingiria os quartzo-arenitos e os carbonatos da Formação Monte Alegre e os arenitos e evaporitos da Formação Nova Olinda, já abalados na perfuração do poço e injeção do fluido de perfuração, resultando em percolação do gás para o sistema aquífero. O diabásio Penatecaua também seria afetado, refletindo na indução de sismos locais

Campanhas exploratórias em regiões estrangeiras similares indicam que a microssísmica atuaria, adaptada à bacia do Amazonas, no imageamento contínuo das formações do grupo Tapajós (formações Monte Alegre e Nova Olinda), visto sua importância estratégica de separação entre a rocha geradora/reservatório e o Aquífero Alter-do-Chão, auxiliando na elaboração de rotas de migração, reduzindo o índice de percolação de gás e rejeitos químicos aos níveis freáticos e monitorando as fraturas induzidas, controlando os sismos locais que prejudiquem o equilíbrio ambiental da região (Cardoso e Luczynski, 2018).

Experiências similares foram realizadas em bacias de características não convencionais similares a bacia do Amazonas, como a bacia *Appalachian*, para o imageamento da formação *Marcellus*, principal jazida de gás em folhelho dos EUA; o monitoramento microsísmico evidenciou que há controle de fraturas por barreiras naturais e absorção do fluido de fraturamento pelas rochas fraturadas (CTMA, 2016), características fundamentais que podem se tornar o foco de pesquisa para estudos geofísicos futuros os quais busquem aprimorar o conhecimento geológico da região.

Há a necessidade de ensaios práticos associados a modelagens de dados sintéticos para o entendimento do fraturamento hidráulico aplicado a geologia da bacia do Amazonas, objetivando a quantificação teórica dos módulos elásticos – como o Módulo de Young e a Relação de Poisson – das formações em questão, identificando zonas mais suscetíveis a propagação de fraturas induzidas, além da caracterização de sinais refratados indicativos de propagações de fraturas que possam oferecer algum risco ao aquífero Alter-do-Chão.

### 13.3 CONSTRUÇÃO DE GASODUTOS

Outro principal aspecto ambiental de importância para a viabilidade da exploração de gás em folhelho na bacia do Amazonas está na sua forma de transporte e distribuição tanto dos *plays* às UPGN quanto destas aos consumidores finais, sejam industriais, comerciais ou residenciais. No capítulo anterior, a abordagem deste aspecto se deu em seu âmbito inicial, quanto a escolha do modal de transporte que mais se adapta a região Amazônica; já esta seção tem como objetivo tratar dos critérios analisados para efetivar a implantação do modal, mais especificamente de gasodutos, já que o transporte de GNV depende da integração de sistemas hidroviários, rodoviários e ferroviários e de veículos com especificações adequadas, enquanto o transporte via gasodutos, por sua natureza, impacta de modo mais contundente a sua região de passagem.

#### 13.3.1 Avaliação técnico-ambiental

Comar et al. (2006) definem uma avaliação técnico-ambiental como uma avaliação geológica e geotécnica de caráter exploratório para o estudo das especificidades relacionadas a construção de uma dutovia para transporte de gás, classificada como uma obra linear pela Geologia de Engenharia. São levadas em consideração variáveis como escavabilidade, movimentação de massa, condicionantes físicos, movimentações estruturais e susceptibilidade da área de estudo.

Este tipo de avaliação é direcionado para o conhecimento do meio físico e da capacidade de suporte dos sistemas geoambientais de interesse, a fim de executar o zoneamento das áreas as quais serão transpassadas pelas dutovias a partir da criação de um banco de dados

geoecológicos. Estes dados serão aplicados em modelagens de regiões para as ramificações de gasodutos-troncos, como na identificação de contaminantes em regiões sensíveis como solos residuais, colúvios e zonas urbanas.

A metodologia básica para estas avaliações consiste em estudos de séries históricas de dados geológicos para construção de tendências; são analisados mapas como os de substrato rochoso, material inconsolidado e cartogramas sintéticos (carta de declividade, densidade de canais de drenagem e mapa de *Landform*). Os dados aplicados na metodologia correspondem as cartas de zoneamento técnico específico e de escavabilidade, bem como as cartas cartográficas para a avaliação de terreno.

Estes dados fornecem informações do terreno acerca de sua geomorfologia, geologia e hidrogeologia, além de auxiliar na confecção de mapas de foto-análise, morfometria, morfologia e de trabalho de campo (específico à análise de litologias, declividade e densidade de drenagem). Neste contexto, o mapa de *Landform* é de suma importância quanto a caracterização do terreno, como forma e posição topográfica do relevo e frequência e organização dos canais, possibilitando à avaliação de terreno a subdivisão das regiões em província, sistema, unidade e elemento.

Comar et al. (2006) definem os quatro estudos gerais aplicados durante a testagem de uma região para a instalação de estruturas de gasodutos:

- a. *Estudo de substrato rochoso*: análise de sua profundidade, descontinuidade, caracterização litológica e de textura.
- b. *Estudo de materiais inconsolidados*: atributos como compressibilidade, colapsividade, erodibilidade, compactação e mineralogia para a predição de possíveis problemas operacionais.
- c. *Estudo de águas*: análise de mapas hidrogeológicos de fluxos subterrâneo e dados de poços de observação, devido a possibilidade da subsuperfície acumular poluentes durante vazamentos os quais, em primeiro momento, podem não ser identificados.
- d. *Estudo de relevo*: identificação de declives e zonas de alagamento e inundação.

Todos estes parâmetros ambientais devem ser abordados em estudos os quais buscam identificar zonas na Amazônia para a instalação de gasodutos de transporte, sobretudo pelas características amazônicas relacionadas ao alto índice pluviométrico da região, como as vastas zonas de erosão ou intemperizadas, bem como a alta incidência de solos de sedimentos inconsolidados, como coberturas cenozoicas.

Além destas, variáveis relacionadas às águas subterrâneas também são pontos de sensibilidade, visto o aporte do SAGA na extensão da bacia, bem como as acumulações superficiais, dado ao alto grau de recorte do relevo amazônico que reflete no grande número de ramificações de veios d'água.

### **13.3.2 Avaliações econômicas e sociais**

Ambas estas avaliações contribuem à avaliação técnico-ambiental para a escolha de regiões propensas a instalação de gasodutos. Ainda que abordados no capítulo 11, os aspectos econômicos para a exploração não convencional na Amazônia não se restringem, somente, a dados correspondentes a consumo, compra e venda por setores de destaque.

Também é necessário analisar o perfil econômico da população residente nas proximidades do gasoduto para verificar se há potencial de aplicação do gás em seu cotidiano. A avaliação social auxilia a essa testagem, também, para o entendimento do perfil populacional da região, definindo o grau de impacto das atividades em sua cultura, saúde, lazer, entre outros.

O prognóstico socioeconômico busca adicionar ao prognóstico técnico ambiental informações regionais para a definição de um traçado de gasoduto viável e efetivo adaptado a realidade da região, a partir da integração de dados interdisciplinares, incluindo dados energéticos. Os estudos abrangem desde a coleta de dados estaduais e municipais acerca de seus respectivos produtos internos brutos (PIB), passando pela identificação dos setores econômicos os quais movimentam suas economias (primário, secundário, terciário) e diferenciando setores produtores de riquezas, como a indústrias, dos não produtores, como comércios e serviços (Comar et al., 2006).

Já os estudos de aspectos sociais, além de abordarem variáveis específicas a cada comunidade, também objetivam entender como a construção de dutovias pode influenciar no êxodo das populações em direção a outros centros, correlacionando dados migratórios derivados da modernização de zonas rurais ou ribeirinhas seja por atividade agrícola, seja por atividade industrial.

A correlação destes dados com perfis econômicos e ambientais propicia a complexidade dos estudos de viabilidade, cuja abrangência pode variar de acordo com a necessidade. No caso da Amazônia, entender o real funcionamento de suas diferentes esferas de convivência influencia diretamente na atração de interesses quanto ao seu potencial.

## 14 CONCLUSÕES

Este trabalho buscou enfatizar a importância da abordagem interdisciplinar na exploração de gás em folhelho, aspecto este muitas vezes delegado a segundo plano por conta da valorização de uma área de conhecimento em detrimento de outras. É preciso ter em mente que a Geofísica, sendo considerada como linha de pesquisa científica ou como um conjunto de ferramentas para o estudo da Terra, necessita do auxílio de outras disciplinas para o seu completo desenvolvimento, assim como a Geologia também necessita, imprescindivelmente, de estudos geofísicos para que suas suposições sejam verificadas.

Correlações geofísicas e geológicas são de grande importância para investimentos em projetos exploratórios convencionais e não convencionais. Ainda que haja comprovação de potencial de geração de HC por dados geoquímicos em determinada formação, não havendo o mapeamento de zonas fraturadas viáveis a exploração – visto que regiões de alta densidade de fraturamento não são interessantes devido a possibilidade do escape indiscriminado de gás – por meio de levantamentos sísmicos e perfis de poço, o projeto perde sua credibilidade.

Graças a correlação entre diferentes dados, foi possível estabelecer o real potencial da bacia do Amazonas para o gás em folhelho. Os dados demonstraram confiabilidade para interpretação e os resultados obtidos para as zonas de acumulação de gás na bacia, mapeamento de zonas fraturadas e identificação de regiões no estado do Pará são corroborados entre si por similaridade de valores obtidos e por experiências anteriores na bacia, bem como por indicações de profissionais atuantes na região.

As formações Barreirinha e Curiri se consolidaram como principais prospectos para a geração e acumulação de GNNC na bacia. A formação Barreirinha apresenta uma alta concentração de matéria orgânica, identificada em dados geoquímicos, e um grau de maturação variando de imaturo a senil, na direção Oeste-Leste, graças ao seu soerguimento na porção Leste quando das intrusões de diabásio. Assim, suas porções mais inferiores da bacia, nesta região, foram as mais atingidas pelas intrusões, o que estabelece a janela de geração de gás como a principal ocorrência nesta parte da bacia. Seu potencial não convencional reside em correlações estratigráficas com a formação Ponta Grossa, principal *play* de GF em atividade no país. A análise conjunta de perfis estratigráficos das bacias paleozoicas do Brasil indica a similaridade destas formações.

Já o potencial da formação Curiri está descrito a partir de experiências exploratórias anteriores e em sua composição litológica. Tentativas de explorações de gás natural nesta formação já foram desenvolvidas, contudo, foram abandonadas dada a rápida depletação do

poço. Esta característica é específica para folhelhos acumuladores de gás, vide as análises realizadas em *plays* norte-americanos as quais apontam a vida útil de um poço em até alguns meses. A rápida depletação está diretamente associada a falta de interligação entre as fraturas dos folhelhos e as lentes siliciclásticas intercaladas, quando existentes. A principal possibilidade para a formação Curiri, dada a existência comprovada de lentes de arenito em sua composição, diz respeito a falta de interligação entre estas lentes, já que na época não foram aplicados processos de estimulação.

Os dados dos cinco poços analisados foram cruciais para a delimitação da zona do Leste da bacia, nas proximidades do rio Tapajós, como região geográfica de interesse para exploração. Os dados correlacionados aos mapas de concentração e de maturação corroboraram diretamente com o mapa de distribuição de ocorrências de óleo e gás, indicando a Plataforma de Manaus com o grau de maturação para óleo e o Leste da bacia com grau de maturação para gás. Tanto os poços da região do Tapajós quanto da Calha Norte da bacia apresentaram potencial similar.

A limitação da zona geográfica de interesse no Pará foi um dos parâmetros fundamentais para o desenvolvimento da discussão sobre viabilidade. A análise do panorama energético do estado por meio do BEEPA identificou as possibilidades quanto a inserção do gás natural na matriz energética paraense, sobretudo nos setores industriais, residenciais e de transporte. Esta mudança cultural quanto a utilização do GN no estado já está em andamento, a partir da abertura de portos para importação e quebra de monopólio na distribuição. A inserção do gás e o aumento da demanda no estado refletirá no interesse por novas explorações pelos próximos dez anos.

Com esta abertura, o desenvolvimento de mercados consumidores capazes de solidificar a utilização do gás natural no Pará se torna de vital importância. É possível identificar que as indústrias minerais da região seriam as primeiras beneficiadas com a exploração e produção de GN em suas proximidades. É importante destacar que a escolha do GF para substituição energética no Complexo de Carajás se dá de modo sugestivo, considerando seu potencial energético frente a utilização da energia elétrica. Há a necessidade de maiores estudos para verificação de preços junto ao mercado e demandas institucionais.

Benefícios derivados desta substituição energética seriam a redução da dependência da energia hidrelétrica, com conseqüente redução de custos para esta modalidade, havendo a possibilidade do remanejamento de recursos para a manutenção de barragens de rejeitos e liberação da energia para o consumo interno ou para exportação à países vizinhos. Há, também, o aumento na qualidade dos produtos devido a utilização do GN como insumo, bem como a possibilidade da cogeração nas plantas mineradoras, reduzindo ainda mais seus custos com energia.

Quanto a prospecção na Amazônia, a Geofísica desempenha um papel fundamental no aprimoramento tecnológico da exploração de GF. É preciso que as modelagens se aproximem do real comportamento geológicos das formações, independente da litologia estudada. Modelos com simplificações excessivas resultam em perdas de investimentos no decorrer do processo exploratório. O contexto geológico da bacia do Amazonas pede que as pesquisas exploratórias realizadas na região apresentem o mínimo de embasamento de sua composição e evolução.

A microsísmica é uma das principais ferramentas para as explorações em RNCs e as experiências internacionais podem direcionar sua aplicação para formações geológicas em bacias brasileiras, a partir de ensaios laboratoriais e em amostras de campo para a resolução de problemas geológicos reais. Novas pesquisas são justificadas pelo potencial aquífero subsuperficial associado as ocorrências de GF, como o SAGA, o SASG e o SAG.

Quanto aos modais de transporte para o gás, pode-se notar o destaque para a instalação de gasodutos, dados os custos para a estruturação de uma cadeia de GNL e os impasses políticos quanto ao seu desenvolvimento. Junto a estas variáveis, os projetos elaborados para a Amazônia para interligação das dutovias existentes com um anel de gasodutos no Norte-Nordeste e posterior conexão com gasodutos da região Centro-Sul, expandem as possibilidades quanto ao direcionamento do GF do Norte para o resto do país, além de efetivar a interligação dos *plays* ao Complexo Carajás por meio do Gasoduto do Pará, quando efetivado.

Caso selecionada, a opção de transporte por gasodutos deve obedecer a uma série de critérios ambientais apresentados nas avaliações correspondentes ao capítulo 13. Estas avaliações tomam mais importância quando considerada a realidade ambiental da Amazônia – áreas de alta densidade florestal, com grande diversificação de fauna e flora, alto grau de recorte da região por rios, zonas de proteção ambiental e de comunidades indígenas e quilombolas, bem como os conflitos por terra na região. Estes fatores precisam ser analisados não só na construção de dutovias, mas sim no decorrer de toda a campanha exploratória na Amazônia.

Ainda nos aspectos ambientais, é necessário enfatizar a Moratória Ambiental como dispositivo pioneiro no Brasil no trato de explorações não convencionais. As reflexões propostas quanto a aplicação do fraturamento hidráulico no país motivaram as primeiras pesquisas para a composição deste trabalho quanto aos impactos ambientais do fraturamento, salvaguardas e medidas mitigadoras, bem como a influência da Moratória na regulamentação nacional e seus impactos sociais, econômicos e ambientais. Estas pesquisas elucidaram a importância da compreensão do contexto geopolítico no qual se trabalha, o que reflete diretamente no desenvolvimento de pesquisas e nas motivações para executá-las.

## REFERÊNCIAS

- Abreu, F. A. M., Cavalcante, I. N., Matta, M. A. S., 2013, O Sistema Aquífero Grande Amazônia–SAGA: um imenso potencial de água subterrânea no Brasil. In: Congresso Internacional de Meio Ambiente Subterrâneo. **1**, 1-4.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2008, A Cadeia do Petróleo e Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios. Rio de Janeiro: ANP,
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2010, O Gás Natural Liquefeito no Brasil: experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL. **1**. ed. Rio de Janeiro: ANP. (Séries Temáticas ANP, 4).
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2012, Boletim Anual de Preços 2012: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=59757>. Acesso em: 20 set. 2016.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2014, Publicação dos dados de Reserva de Petróleo e Gás Natural do Brasil em 31/12/2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acessado em: 20 ago. 2018
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2015, Bacia do Amazonas: sumário geológico e setores em oferta. Rio de Janeiro.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2018, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018. Rio de Janeiro.
- Almeida, E. de, 2012, Experiência americana na exploração do shale gas e a aplicação deste modelo em outros mercados. In: BNDES – Seminário de gás não convencional. Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/institucional/Publicacoes/Paginas/s\\_gas\\_nao\\_convencional.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/institucional/Publicacoes/Paginas/s_gas_nao_convencional.html). Acesso em: 08 ago. 2016.
- Altiner, D., Savini, R., 1991, Pennsylvanian Foraminifera and Carbonate Microfacies from the Amazonas and Solimoes Basins: Biostratigraphic, Paleoecologic and Paleogeographic Results. CENPES, Rio de Janeiro.
- Andrade, A. J. N., 2019, Geofísica de Poço. 88 f. Notas de aula.
- Asquith, G. B., Krygowski, D., Gibson, C. R., 2004, Basic well log analysis. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE), 2018, Setor elétrico impulsiona expansão do setor de gás. Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/noticias/setor-eletrico-impulsiona-expansao-do-setor-de-gas/consumo-de-gas-por-setor/>. Acesso em: 08 fev. 2019.
- Assunção, D. G. M. de, 2016, Análise da técnica de escaneamento de fonte com possível identificador de onda P, para potencial utilização em monitoramento microssísmico. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

- Ayers, W. B. P., 2005, 612–Unconventional Reservoir Class Notes. Texas A&M University, College Station, TX.
- Bachrach, R. et al, 2014, Recent advances in the characterization of unconventional reservoirs with wide-azimuth seismic data. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. Society of Exploration Geophysicists. 4432-4443.
- Bahia, R.R., Abreu, F. A. M, 1985, O rift do Amazonas. Sistema aulacogênico na Plataforma Amazônica. In: Simpósio de Geologia da Amazônia. **2**, 222-241. Anais do Evento, Belém.
- Bahia, R. B. C., 2007, Evolução tectonossedimentar da Bacia dos Parecis–Amazônia. Tese de doutorado, Fundação Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto.
- Baker, H, 1995, Drilling Engineering Workbook, A distributed learning course: Baker Hughes INTEQ. Training and Development.
- Basto, J. M. P., 2014, Problemática do Shale Gas: da Estimação de Reservas aos métodos de Desenvolvimento e Produção. Dissertação de mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa.
- Bates, R. L., Jackson, J. A, 1987, Glossary of Geology: American Geological Institute. Alexandria, Virginia, v. **788**.
- Boletim da Sociedade Brasileira de Geofísica, 2014, Rio de Janeiro: SBGF. Mensal.
- Boletim da Sociedade Brasileira de Geofísica, 2017, Rio de Janeiro: SBGF. Mensal.
- Boyer, C. et al, 2006, Producing gas from its source. Oilfield review, **18** (3), 36-49.
- Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2012, Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011. Brasília: MME/EPE.
- Brasil, 2013, Projeto de Lei nº 6.904-A, de 6 de dezembro de 2013. Estabelece medidas relativas à atividade de exploração de gás de folhelho (também conhecido como gás de xisto). Brasília. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/sileg/integras/1365569.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2017.
- Brasil, 2013, Resolução ANP nº 21, de 10 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. Brasília. Disponível em: <http://www.documentador.pr.gov.br/documentador/pub.do%3Faction%3Dd%26uuiid%3D%40gtf-escriba-minerop%40cf54392f-95ed-4458-9ed9-05d800543b4e+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br>. Acesso em 18 dez. 2017.
- Brasil, 2016, Constituição Federal. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.
- Brooks, J., Shaw, G., 1972, Geochemistry of sporopollenin. Chemical Geology, **10** (1), 69-87.
- Brumsack, H.J., 1980, Geochemistry of Cretaceous black shales from the Atlantic Ocean (DSDP Legs 11, 14, 36 and 41). Chemical Geology, **31**, 1-25.

- Campelo, P. C., 2017, Perspectiva de Produção de Gás de Folhelho na Bacia do Amazonas e Impacto Ambiental por meio de Análise de Ciclo de Vida (ACV). Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Caputo, M. V., 1984, Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of northern basins of Brazil. Dissertação para obtenção do grau de Philosophiæ Doctor, University of California, Santa Barbara.
- Cardoso, G. L., Furtado, G. R., Luczynski, E., 2018, Moratória Ambiental sobre a exploração de gás em folhelho no Brasil: pontos positivos e negativos. In: Congresso Brasileiro de Geologia. **49**, 625. Anais do Evento, Rio de Janeiro.
- Cardoso, G. L., Furtado, G. R., Luczynski, E., 2018, Gás em folhelho no Brasil: os impactos das Moratória Ambiental. In: Simpósio Brasileiro de Geofísica. **8**. Resumo dos Trabalhos, Salinópolis.
- Cardoso, G. L., Luczynski, E., 2018, 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**. Resumo dos Trabalhos, Belém.
- Cardoso, G. L., Luczynski, E., 2019, Shale gas from Amazonas Basin: a new energy source for mining industry instead of hydroelectric power. In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF. **16**. Abstracts, Rio de Janeiro.
- Cava, L. T., 2014, “Gás de xisto” (*shale gas*). MINEROPAR. Disponível em: <http://www.mineropar.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=972>. Acesso em: 15 set. 2016.
- Comar, V. et al., 2016, Avaliação ambiental estratégica para o gás natural AAE/GN. Interciência: Doutorados. Universidade Estadual do Mato Grosso do Sul, Campo Grande.
- Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA), Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), 2016, Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil. Brasília: MME.
- Committee on Climate Change (CCC), 2016, Onshore petroleum: the compatibility of UK onshore petroleum with meeting the UK’s carbon budgets. Londres.
- Costa, J. C., 2018, Métodos Sísmicos II. Pará: Universidade Federal do Pará.
- Crain, E. R., 2002, Crain's petrophysical handbook. Spectrum 2000 Mindware Limited.
- Cunha, P. R. C., Gonzaga, F. G., Coutinho, L. F. C., Feijó, F. J., 1984, Bacia do Amazonas. Boletim de Geociências da PETROBRAS, **8** (1), 47-55.
- Cunha, P. R. C. et al., 1994, Bacia do Amazonas. Boletim de Geociências da PETROBRAS, **8**.
- Cunha, P. R. C., 2000, Análise estratigráfica dos sedimentos Eo/Mesodevonianos da porção ocidental da Bacia do Amazonas sob a ótica da estratigrafia de sequências no interior cratônico. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

- Cunha, P. R. C., Melo, J. H. G de, Silva, O. B da, 2007, Bacia do Amazonas. Boletim de Geociências da PETROBRAS, **15**, 227-251.
- Demaison, G. J., Moore, G. T., 1980, Anoxic environments and oil source bed genesis. *Organic Geochemistry*, **2** (1), 9-31.
- Dignart, A., Vieira, J. R., 2008, Décima Rodada de Licitações: Bacia do Amazonas. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Rio de Janeiro.
- Duarte, R. G., 2004, Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços. Tese de doutorado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.
- Durand, B., 1980, Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen. *Kerogen: Insoluble organic matter from sedimentary rocks*, 13-34.
- EGS Solutions, 2018, What Is Microseismic Monitoring? Disponível em: <http://www.egssolutions.com/english/view.asp?x=852>. Acesso em: 08 ago. 2018.
- Eiras, J. F., Matsuda, N. S., 1995, Roteiro Geológico do Paleozóico do rio Tapajós, borda sul da bacia do Amazonas, Pará. Belém: PETROBRAS/E & P. Relatório Interno.
- Eiras, J. F., 2011, Roteiro geológico do vale do rio Tapajós, borda Sul da Bacia do Amazonas, município de Itaituba, Pará. Belém: HRT Oil & Gas. Relatório Interno.
- Eiras, J. F., Wanderley Filho, J. R., 2004, Exploração de Óleo e Gás na Bacia do Amazonas: Programa Trainees – Curso sobre Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: Universidade Corporativa PETROBRAS.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014, Plano Decenal de Expansão de Energia 2022, 2013. Brasília: MME.
- Espitalié, J. et al., 1977, Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut français du Pétrole*, **32** (1), 23-42.
- Farah, N., 2016, Flow modelling in low permeability unconventional reservoirs. Tese de doutorado, Université Pierre et Marie Curie, Paris.
- Ferreira, A. L., Bastos, G., Luparelli, A., 2015, Décima Terceira Rodada de Licitações: Bacia do Amazonas. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Definição de Blocos, Rio de Janeiro.
- Figueiredo, J. J. S. de, 2019, Geofísica Aplicada a Prospecção de Hidrocarbonetos. 8 f. Notas de aula.
- Fintland, T. W., Raaen, S., Stenebråten, J., 2011, Measurements of young's modulus on rock samples at small amplitude and low frequency. Tese de Doutorado, Norwegian University of Science and Technology, Noruega.
- Fioreze, M. et al., 2013, Gás natural: potencialidades de utilização no Brasil. *Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)*, **10** (10), 2251-2265.

- Freimann, B. C., Alves, J. G. V., 2013, Correlação de perfis geofísicos de poços-sede do município de Salinópolis-Pa. In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF. **13**, 568-573. Abstracts, Rio de Janeiro.
- Fulton, T., 2004, Geophysical Needs for Barnett Exploitation. In: Barnett Shale and Other Fort Worth Basin Plays Ellison Miles Memorial Symposium. **2**, 7. Abstracts, Texas.
- Gasnet, 2018. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasodutos/projetados.asp>. Acesso em 15 dez. 2018.
- Gerhardt, A. L. B., 1998, Aspects on Volume Rendering of Seismic Data. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.
- Glorioso, J. C.; Rattia, A., 2012, Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. In: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production. Abstracts, Viena, Áustria.
- Gomes, E. N. S., 2019, Geofísica Aplicada a Prospecção de Hidrocarbonetos. Pará: Universidade Federal do Pará.
- Gomes, T. A., 2008, Modelagem geoquímica: Tratamento de dados de pirólise Rock-Eval e Carbono Orgânico Total da Formação Barreirinha na Bacia do Amazonas. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Gonzaga, F. G., Gonçalves, F. T. T., Coutinho, L. F. C., 2000, Petroleum Geology of the Amazon Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. Petroleum Systems of South Atlantic Margins, AAPG Memoir, **73**, 159 -178.
- Goodway, B. et al., 2010, Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas exploration. The Leading Edge, **29** (12), 1500-1508.
- Grupo de Estudos e Pesquisas Econômicas Energéticas (GEPEE), 2006, Balanço energético do estado do Pará (BEEPA) – 2006. Belém: Universidade da Amazônia.
- Harilal, Tandon, A. K., 2012, Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. In: Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics. **9**, 1-8. Abstracts, Índia.
- Hill, D. G., Lombardi, T. E., Martin, J. P., 2004, Fractured shale gas potential in New York. TICORA Geosciences, Inc, New York State Energy Research and Development Authority.
- Hoang, P., Sena, A., Lascaud, B., 2019, Applications of quantitative prestack seismic analysis to unconventional resource play characterization in the Permian/Delaware Basin. The Leading Edge, **38** (2), 106-115.
- Holditch, S. A., 2007, Hydraulic fracturing. Petroleum Engineering Handbook, **4**. Production Operations Engineering. EUA: Society of Petroleum Engineers.
- Hull, R. et al., 2019, Monitoring horizontal well hydraulic stimulations and geomechanical deformation processes in the unconventional shales of the Midland Basin using fiber-based time-lapse VSPs, microseismic, and strain data. The Leading Edge, **38** (2), 130-137.

- Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), 1999, Sistema de Apoio Gerencial – Bacias Sedimentares de Interesse Petrolífero. Convênio COPPE/UFRJ – ANP. Rio de Janeiro.
- Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas (IBASE), 2015, Fracking no Brasil: Riscos e ameaças da exploração do “gás de xisto”. Disponível em: [http://industriaextrativa.ibase.br/files/2016/04/Fracking\\_Ibase\\_n01\\_dez2015.pdf](http://industriaextrativa.ibase.br/files/2016/04/Fracking_Ibase_n01_dez2015.pdf). Acesso em: 18 dez. 2017.
- Jacomo, J. C. P., 2014, Os hidrocarbonetos não convencionais: uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte-americana. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Jerkings, C. et al., 2008, Appraising and Developing Shale Gas Reservoirs: Shale Gas Geochemistry. EUA: The Petroleum Society Tutorial.
- Jesus, C. L. C. de, 2010, Samples from Devonian sequences (along the Tapajós River). Rio de Janeiro: HRT Oil & Gas.
- Kearey, P., Brooks, M., Hill, I., 2002, An introduction to geophysical exploration. **3**. Londres: John Wiley & Sons.
- King, G. E., Apache Corporation, 2012, 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. Abstracts, Texas, EUA.
- Klemme, H. D., 1980, Petroleum basins classifications and characteristics. Journal of petroleum geology, **3** (2), 187-207.
- Laherrere, J., 2001, Estimates of oil reserves. Austria. Disponível em: [http://www.energycrisis.com/Laherrere/iiasa\\_reserves\\_long.pdf](http://www.energycrisis.com/Laherrere/iiasa_reserves_long.pdf). Acesso em: 04 out. 2018.
- Lenhard, L. G., Rokembach, H. L., Coimbra-Araújo, C. H., 2015, Perspectivas e Análise do Quadro Energético Futuro do Shale Gas no Brasil. Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental, **4**, 431-443.
- Leptokaropoulos, K. et al., 2014, Characteristics of Seismicity related to Hydro-Fracturing Review and Case Studies. Polônia: Institute of Geophysics, Polish Academy of Sciences.
- Lima, J. M., 2018, Avaliação do potencial de produção de reservatórios não convencionais nas Bacias do Amazonas e do Paraná. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal do Amazonas, Manaus.
- Link, P. K., 1988, Basic petroleum geology. Oklahoma: Oil & Gas Consultants International, Inc.
- Luczynski, E., Sauer, I. L., 1995, O uso do carvão vegetal nos Pólos Gaseiros: implicações sociais, ambientais e econômicas. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo.

- Luczynski, E., 2013, A Oferta de Gás Natural ao Estado do Pará: uma discussão a respeito de alternativas e dos impactos socioeconômicos. Oficina sobre Insumos Energéticos ao Pará (P&G). Belém: Universidade Federal do Pará.
- Luczynski, E., 2014, Introdução a Geologia do Petróleo. Pará: Universidade Federal do Pará.
- Luczynski, E., 2016, Introdução a Geologia do Petróleo. 26 f. Notas de aula.
- Ma, Y. Z., Holditch, S., 2015, Unconventional oil and gas resources handbook: Evaluation and development. EUA: Gulf professional publishing.
- Mabecua, F. J., 2018, 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. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Magoon, L.B., Dow, W.G., 1994, The Petroleum System: From Source to Trap. AAPG Memoir, **60**, 3-24.
- Malagueta, D. C., 2009, A dimensão ambiental na delimitação das reservas de óleos não convencionais – Os casos do Canadá e do Ártico. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Martins, R. V., Fuser, I., 2016, Panorama do mercado brasileiro de gás natural e sua perspectiva para a exploração do shale gas. Revista Científica Intraciência, **11**, 1-14.
- Matsuda, N. S., 2002, Carbonate sedimentation cycle and origin of dolomite on the Lower Pennsylvanian intracratonic Amazon Basin, Northern Brazil. Tese de doutorado, University of Tokyo, Tóquio.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 2009, The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media. Inglaterra: Cambridge university press.
- Maxwell, S., 2014, Microseismic imaging of hydraulic fracturing: Improved engineering of unconventional shale reservoirs. EUA: Society of Exploration Geophysicists.
- Meek, R. et al., 2013, What broke? Microseismic analysis using seismic derived rock properties and structural attributes in the Eagle Ford play. In: Unconventional Resources Technology Conference. Expanded Abstracts, Colorado, EUA.
- Mello Júnior, C. A. de, 2015, Estudos sobre os impactos ambientais envolvidos na utilização da técnica de fraturamento hidráulico na exploração do shale gas nos Estados Unidos. Monografia, Universidade Federal Fluminense, Niterói.
- Michelena, R. J., Gilman, J. R., Zahm, C. K., 2019, Seismic, geologic, geomechanics, and dynamic constraints in flow models of unconventional fractured reservoirs: Example from a south Texas field. The Leading Edge, **38** (2), 116-122.
- Milani, E. J., Zalan, P. V., 1999, An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. Episodes - News magazine of the International Union of Geological Sciences, **22** (3), 199-205.

- Milani, E. J. et al., 2001, Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*, **18** (3), 351-396.
- Monteiro, G. C., 2013, Estudo de gás de folhelho na formação Ponta Grossa, bacia do Paraná. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal Fluminense, Niterói.
- Montgomery, S. L. et al., 2005, Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential. *AAPG bulletin*, **89** (2), 155-175.
- Naik, G. C., 2003, Tight gas reservoirs: an unconventional natural energy source for the future. Disponível em: <http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tightgas.pdf>. 1 (07). Acesso em: 20 dez. 2018.
- Neto, E. R., 2011, Análise SWOT - Planejamento estratégico para análise de implantação e formação de equipe de manutenção em uma empresa de segmento industrial. Trabalho de conclusão de curso, Faculdade Pitágoras, São João Del Rei.
- Neves, C.A.O., Lima, M. P., Travassos, W. A. S., Souza, J. M. P., Costa, A. R. A., Arana, J., Oliveira, E. J. B., 1990, Projeto de exploração – Bacia do Amazonas. Belém: PETROBRAS/DENOR. Relatório Interno.
- Nichols, G., 2009, *Sedimentology and stratigraphy*. Londres: John Wiley & Sons.
- Oliveira, S. S. de, 2015, Caracterização de reservatórios não convencionais *Shale Gas* na Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas. Dissertação de mestrado, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Ottenjann, K., Teichmüller, M., Wolf, M., 1975, Spectral fluorescence measurements of sporinites in reflected light and their applicability for coalification studies. *Pétrographie organique et potentiel pétrolier*, 49-65.
- Outlook, Annual Energy et al., 2013, Energy Information Administration. EUA: Department of Energy.
- Outlook, Annual Energy et al., 2017, Energy Information Administration. EUA: Department of Energy.
- Palácios, C., et al, 2002 Desafios para a viabilização da produção dos recursos não convencionais: shale-gas, shale-oil, hidratos de gás, tight-sands. Trabalho de conclusão de curso (Pós-Graduação *lato sensu* em Engenharia de Petróleo e Gás Natural), Universidade Santa Cecília, Santos.
- Péres, V. M. et al., 2016, A tecnologia EGS e sua aplicação na exploração de gás de xisto no Brasil. *Revista Principia*, **1** (31), 13-21.
- Perlotti, E. et al., 2012, Proposta para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Brasil: Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinne.
- Peters, K. E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG bulletin*, **70** (3), 318-329.

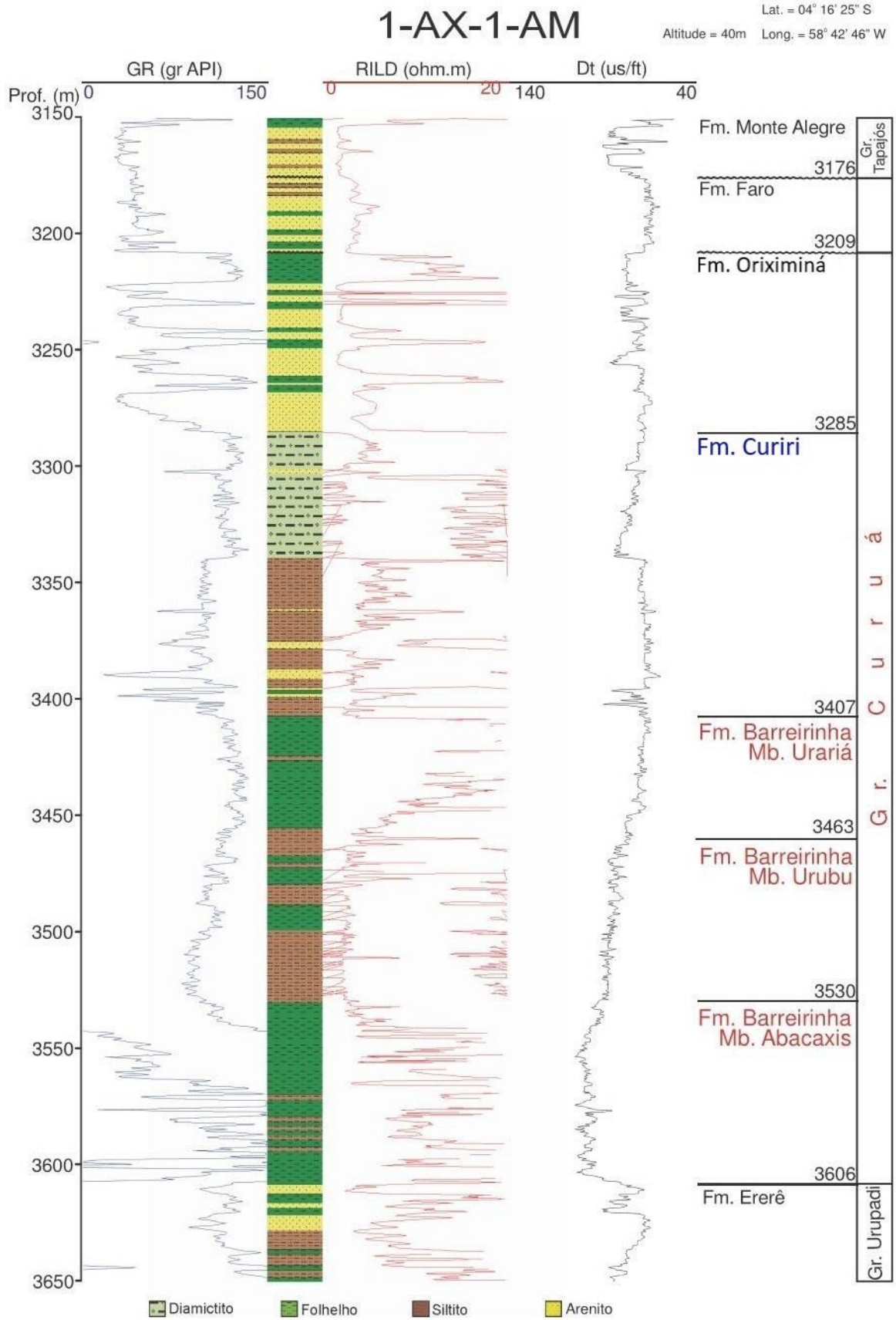
- Peters, K. E., Cassa, M. R., 1994, The Petroleum System: From Source to Trap. AAPG Memoir, **60**, 93-120.
- Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), 2018, Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/unidade-de-industrializacao-do-xisto-six.htm>. Acesso em 09 dez. 2018.
- Petronilho, C. A. C., 2014, Sistemas petrolíferos da bacia do Amazonas e possibilidade para “shale gas”. Monografia, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé.
- Peyerl, D., 2017, O petróleo no Brasil: exploração, capacitação técnica e ensino de geociências (1864-1968). São Paulo: Editora UFABC.
- Rafiq, A. et al., 2016, Reservoir characterization using microseismic facies analysis integrated with surface seismic attributes. *Interpretation*, **4** (2), T167-T181.
- Oyanguren, P. R., Monge, L. R. A., 2004, Mecánica de rocas: Fundamentos e ingeniería de taludes. Máster Internacional: Aprovechamiento sostenible de los recursos minerales. Red DESIR.
- Rauch-Davies, M. et al., 2019, Can fracture orientation and intensity be detected from seismic data? Woodford Formation, Anadarko Basin, Oklahoma investigation. *The Leading Edge*, **38** (2), 144-150.
- Refayee, H., Jaglan, H., Adcock, S., 2016, Fault and fracture detection in unconventional reservoirs: A Utica shale study. In: Unconventional Resources Technology Conference. Expanded Abstracts, Texas, EUA.
- Rickman, R. et al., 2008, A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. In: SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, Colorado, EUA.
- Rocha, L. A. S. et al., 2006, Perfuração direcional. Rio de Janeiro: Interciência.
- Saba, J. G. S., 2014, Fraturamento hidráulico aplicado a gás de folhelho: aspectos teóricos e práticos. Monografia, Universidade de Brasília, Brasília.
- Sanberg, E. et al., 2015, Aspectos ambientais e legais do método fraturamento hidráulico no Brasil. In: Simpósio Internacional de Qualidade Ambiental. **9**. Resumo dos Trabalhos, Porto Alegre.
- Santos, E. M. dos, 2002, Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. Brasil: Annablume/PETROBRAS/FAPESP.
- Santos Neto, E. V. dos, 2004, Geoquímica de gases: uma nova tecnologia em avaliação de sistemas petrolíferos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, **12** (2), 357-383.
- Santos, V. E. S., 2017, Gás natural e carvão na geração termelétrica: reflexões sobre a competição/complementação das fontes na região sul do Brasil. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo.

- Savoia, R., 2009, O gerenciamento do planejamento de mercado nas distribuidoras de energia elétrica: do racionamento ao ambiente regulado e livre de contratação de energia. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Scotese, C. R., Mckerrow, W. S., 1990, Revised world maps and introduction. Geological Society, London, Memoirs, **12** (1), 1-21.
- Scheibe, L.F. et al., 2013, Exploração do gás de xisto por fraturamento ameaça os aquíferos de água doce do Brasil. Mesa redonda: Gás de xisto – Desafios e perspectivas. In: Reunião Anual da SBPC. **65**. Anais do evento, Recife, Pernambuco.
- Schon, J., 2015, Basic Well Logging and Formation Evaluation. Schlumberger: eBooks and textbooks from bookboon.com.
- Schuback, V. H. T., 2014, O modelo de capacidade produtiva de folhelho e sua influência na otimização de processos de fraturamento hidráulico e monitoramento microssísmico na formação Marcellus, bacia Appalachian, EUA. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal Fluminense, Niterói.
- Shoemaker, M. et al., 2019, Calculating far-field anisotropic stress from 3D seismic in the Permian Basin. *The Leading Edge*, **38** (2), 96-105.
- Singleton, S., 2019, Introduction to this special section: Unconventional case studies. *The Leading Edge*, **38** (2), 92-95.
- Souza, E. L. de et al., 2013, Síntese da hidrogeologia nas bacias sedimentares do Amazonas e do Solimões: Sistemas Aquíferos Içá-Solimões e Alter do Chão. *Geologia USP – Série Científica*, **13** (1), 107-117.
- Sousa, J. P. T. de., 2014, Proposta metodológica para avaliação preliminar de jazigos de shale gas – Aplicação à formação Vale das Fontes, bacia Lusitânica (Portugal). Tese de doutorado, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto.
- Souza, L. S. B., Verma, O. P., 2006, Mapeamento de aquíferos na cidade de Manaus/AM (zonas norte e leste) através de perfilagem geofísica de poço e sondagem elétrica vertical. *Revista de geologia*, **19** (1), 111-127.
- Stach, E.; Murchison, D., 1982, *Stach's textbook of coal petrology*. Berlin: Borntraeger.
- Taioli, F., 2013, Gás de folhelho no Brasil: perspectivas e dúvidas. In: Reunião Anual da SBPC. **65**. Anais do evento, Recife, Pernambuco.
- Teichmüller, M., 1958, Rekonstruktion verschiedener Moortypen des Hauptflözes der niederrheinischen Braunkohlenformation. *Die niederrheinische Braunkohle*. Krefeld. 599.
- Tissot, B. P.; Welte, D. H., 1978, *Petroleum formation and occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration*. Berlin: Springer.
- Tissot, B. P.; Welte, D. H., 1984, *Petroleum formation and occurrence*. Nova Iorque: Springer-Verlag.

- Thomas, J. E. A. P. et al., 2004, Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência.
- Tolmasquim, M., 2007, Plano nacional de energia 2030. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, Brasília, Brasil, **1** (10).
- Trigüis, J.A., Rodrigues, R., Souza, E., 2005, Estratigrafia Química da Seção Tipo da Formação Barreirinha (Devoniano Superior), Bacia do Amazonas, Brasil. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. **3**. Anais do Evento, Salvador.
- Underwood, L. B. Classification and identification of shales. Journal of Soil Mechanics & Foundations Div, **92** (SM5), 490.
- Van Basshuysen, R. et al., 2015, Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains. Future Strategies for Climate-Neutral Mobility, **10**, 978.
- Vasquez, M. L., Rosa-Costa, L. T. da., 2008, Geologia e recursos minerais do Estado do Pará. Belém: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais.
- Vaz, C. E. M., Martins, C. E.; Maia, S. W. G. dos., 2008, Tecnologia da indústria de gás natural. Rio de Janeiro: Edgard Blucher/PETROBRAS.
- Viro, E. J., Acunzo, A. C., 1985, Avaliação de Formações no Brasil – Wec Brasil 1985. **1**. São Paulo: Sociedade Comercial Brasileira de Pesquisas de Subsolo pelo Método “Schlumberger” Ltda.
- Wakeham, S. G. et al., 1980, Organic matter fluxes from sediment traps in the equatorial Atlantic Ocean. Nature, **286** (5775), 798.
- Wanderley Filho, J. R., 1991, Evolução estrutural da Bacia do Amazonas e sua relação com o embasamento. Tese de doutorado, Universidade Federal do Pará, Belém.
- Weir, R. et al., 2019, Application of structural interpretation and simultaneous inversion to reservoir characterization of the Duvernay Formation, Fox Creek, Alberta, Canada. The Leading Edge, **38** (2), 151-160.
- Welte, D. H., 1978, Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration. Nova Iorque: Springer-Verlag.
- Yan, B. et al., 2013, Novel approaches for the simulation of unconventional reservoirs. In: Unconventional Resources Technology Conference. 1304-1313. Expanded Abstracts, Colorado, EUA.

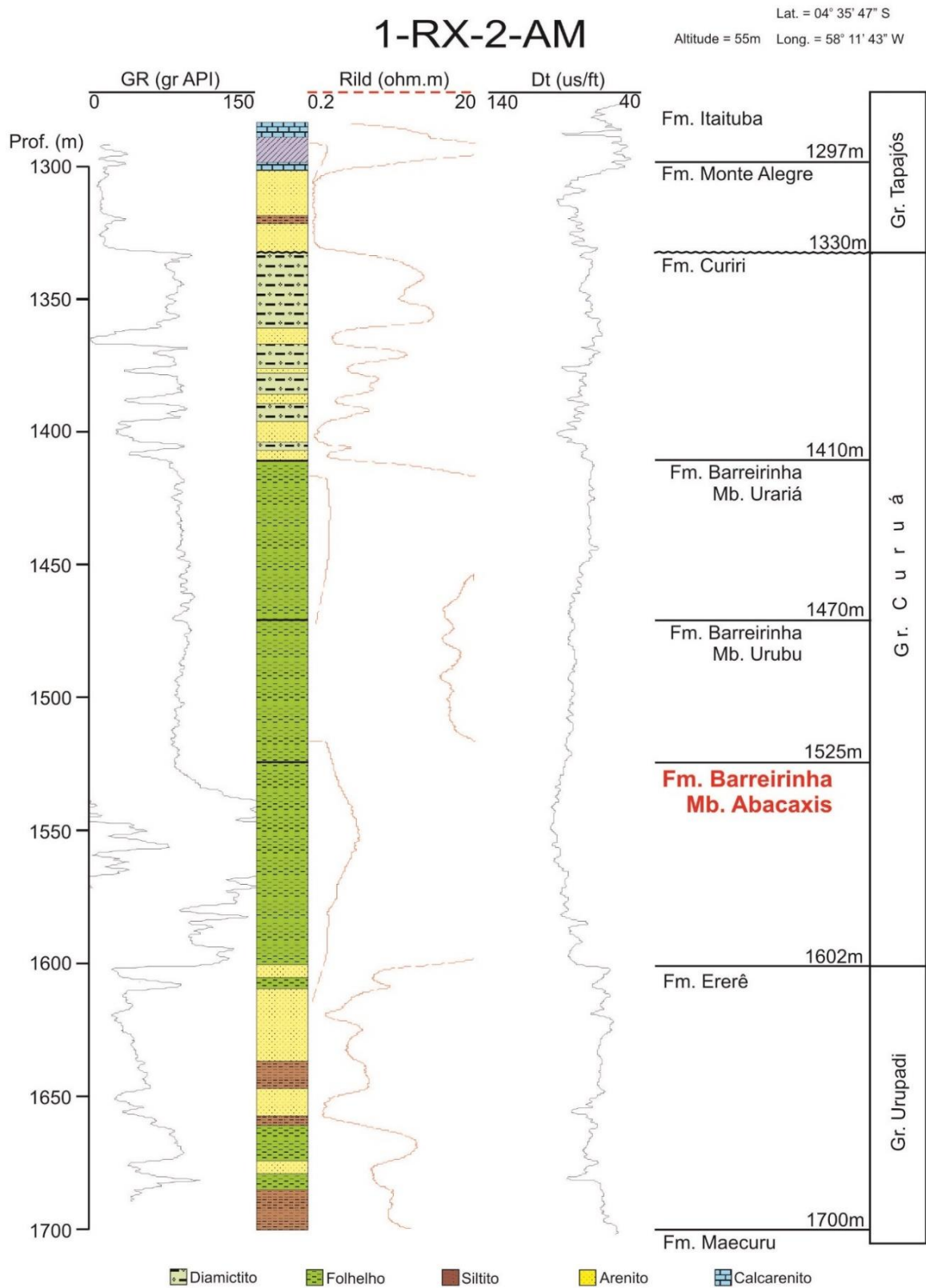
**ANEXOS**

ANEXO A – PERFIS-TIPOS PARA AS FORMAÇÕES BARREIRINHA E CURIRI.



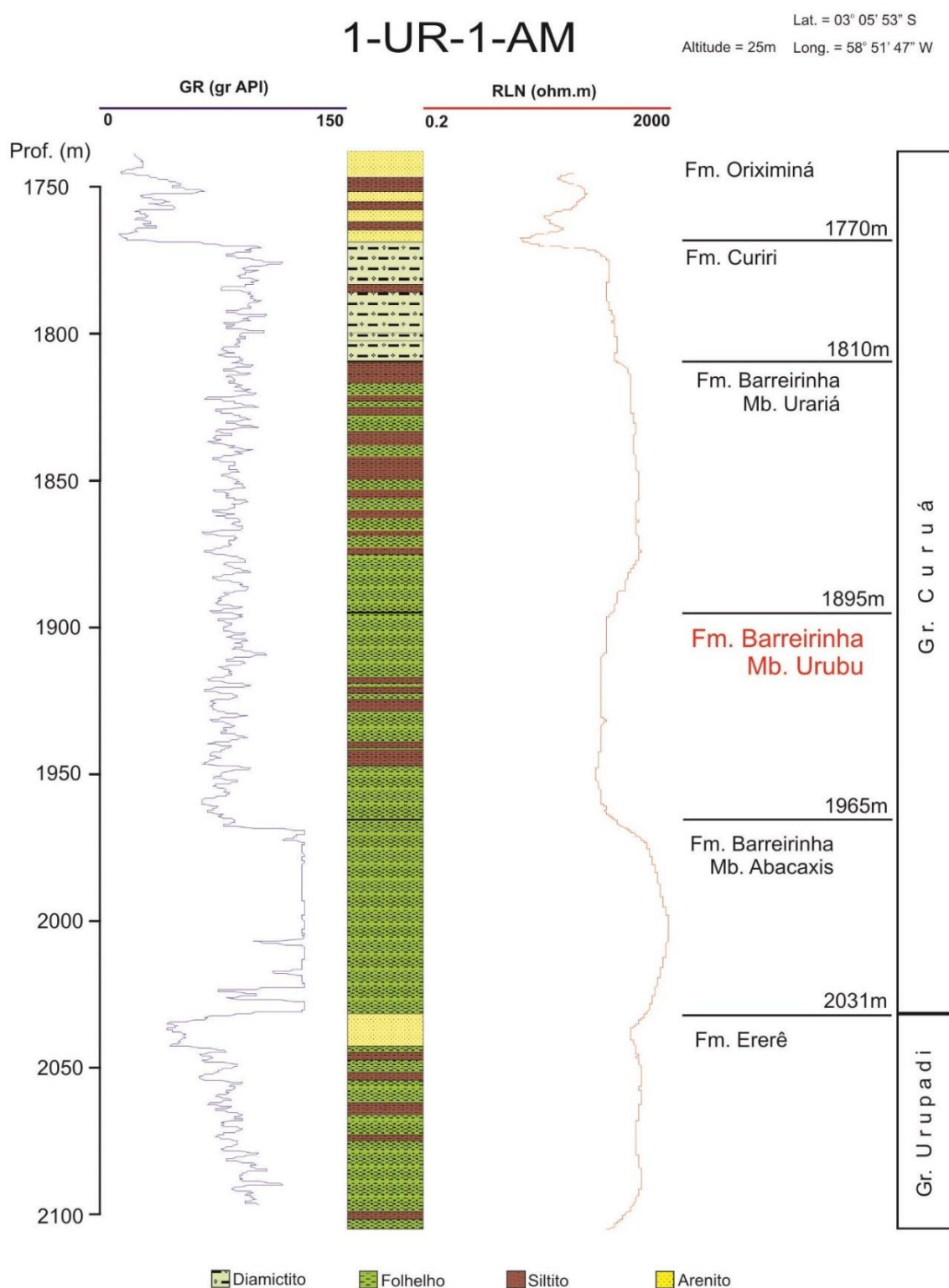
Fonte: Cunha et al. (2007).

ANEXO B – PERFIL-TIPO PARA O MEMBRO ABACAXIS.



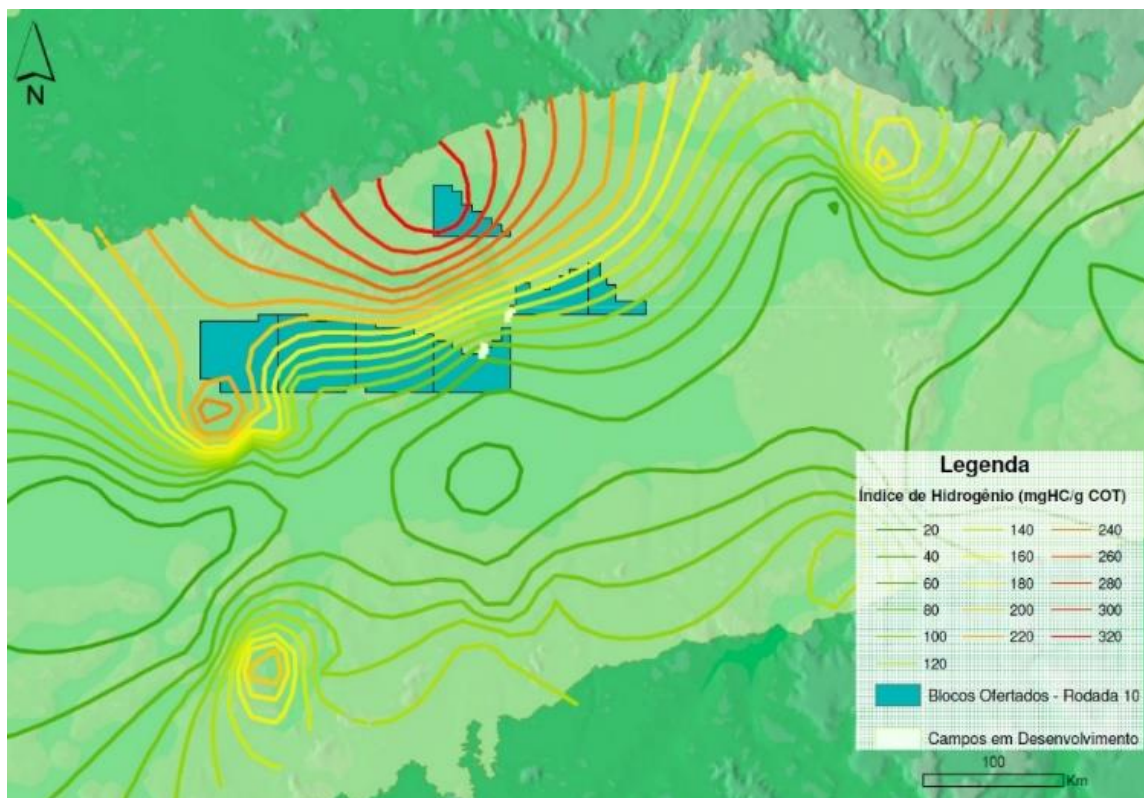
Fonte: Cunha et al. (2007).

## ANEXO C – PERFIL-TIPO PARA O MEMBRO URUBU.



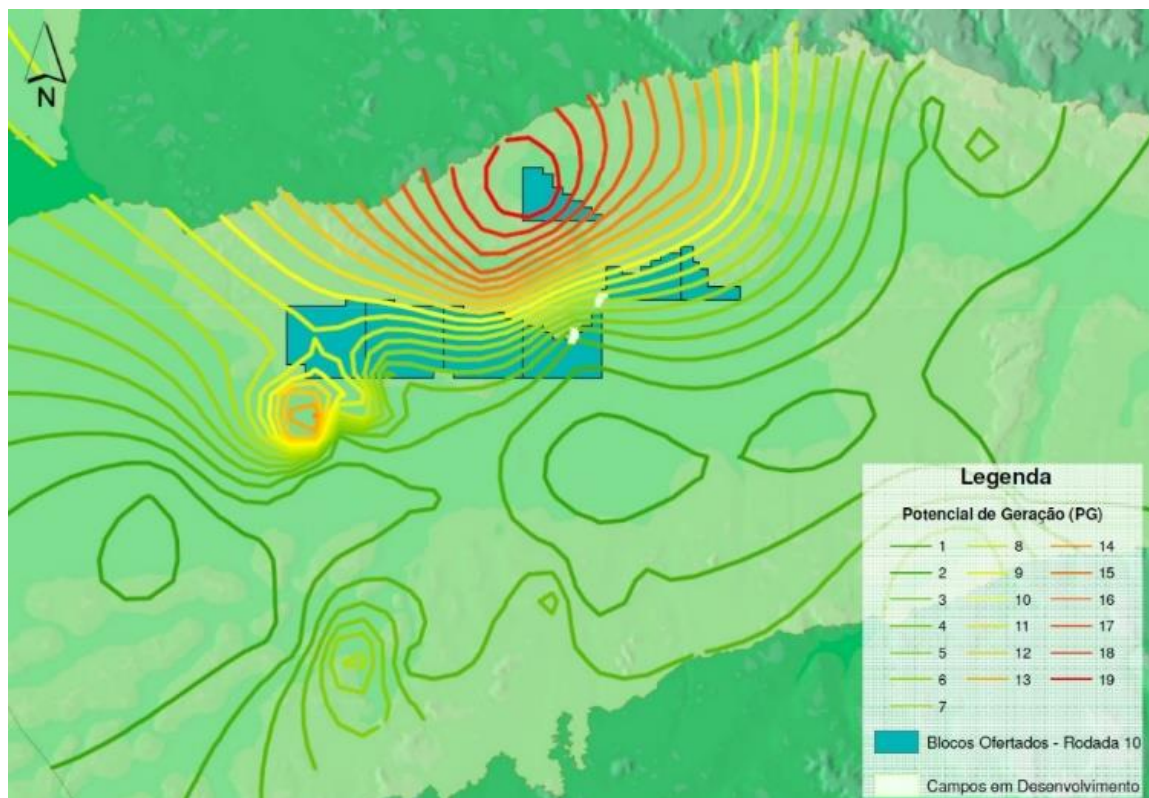
Fonte: Cunha et al. (2007).

## ANEXO D – MAPA DE IH DA BACIA DO AMAZONAS.



Fonte: Dignart e Vieira (2008).

## ANEXO E – MAPA DE PG DA BACIA DO AMAZONAS.



Fonte: Dignart e Vieira (2008).