



Universidade do Estado do Rio de Janeiro  
Centro de Tecnologia e Ciências  
Faculdade de Geologia

Siana Soares de Oliveira

**Caracterização de reservatórios não convencionais *Shale Gas* na  
Formação Barreirinha – Bacia do Amazonas**

Rio de Janeiro  
2015

Siana Soares de Oliveira

**Caracterização de reservatórios não convencionais *Shale Gas* na Formação  
Barreirinha – Bacia do Amazonas**

Dissertação apresentada como requisito parcial  
para obtenção do título de Mestre, ao  
Programa de Pós-graduação em Geologia, da  
Universidade do Estado do Rio de Janeiro.  
Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Egberto Pereira

Rio de Janeiro

2015

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

O482 Oliveira, Siana Soares de.  
Caracterização de reservatórios não convencionais  
Shale Gas na Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas  
/ Siana Soares de Oliveira. – 2015.  
243 f. il.

Orientador: Egberto Pereira  
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do  
Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.  
Bibliografia

1. Geologia estratigráfica – Devoniano - Teses. 2.  
Petróleo – Geologia – Amazonas, Rio, Bacia - Teses. 3.  
Reservatórios de hidrocarbonetos – Teses. I. Pereira,  
Egberto. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro.  
Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 551.734(282.281.3)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta  
dissertação, desde que citada a fonte.

---

Assinatura

---

Data

Siana Soares de Oliveira

**Caracterização de reservatórios não convencionais *Shale Gas* na Formação  
Barreirinha – Bacia do Amazonas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-graduação em Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 16 de março de 2015.

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Egberto Pereira (Orientador)  
Faculdade de Geologia – UERJ

---

Prof. Dr. René Rodrigues  
Faculdade de Geologia – UERJ

---

Dr. Sergio Henrique Sousa Almeida  
Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural

Rio de Janeiro

2015

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha Tia Duca, exemplo de generosa coragem.

## AGRADECIMENTOS

Agradecer, provavelmente é uma das tarefas mais difíceis de ser realizada, uma vez que não podemos correr o risco de esquecer aqueles que com um gesto tão simples como um olhar nos acolhe e torna nosso fardo menos pesado e o dia mais feliz.

Nesta oportunidade desejo expressar o meu sincero agradecimento a todos aqueles que tornaram possível a realização e conclusão deste trabalho:

A ANP por ter permitido o afastamento do exercício de minhas atividades profissionais, para realização do Mestrado.

Ao professor Dr. Egberto Pereira, agradeço pela confiança, orientação e por sua dedicação a docência.

A Juçara e Marianni pelo excelente trabalho e apoio ao longo desses dois anos.

Ao geólogo Theognis Castejon, muito obrigada pelas proveitosas discussões e ajuda dispendida durante estes últimos meses de conclusão desta dissertação.

Aos amigos e companheiros de trabalho Sergio Henrique e Roberta Maria, gostaria de expressar toda minha gratidão, pelo apoio, cooperação e valiosas sugestões. Vocês me trouxeram o equilíbrio necessário para concluir este trabalho.

As amigas queridas e fiéis escudeiras Sheila Maria Fabiana e Patrícia Rosa, sempre ao meu lado nos momentos de dificuldade, e ao amigo Sebastião. Pelos anos de amizade incondicional, paciência, incentivo e companheirismo, muitíssimo obrigada por tudo.

Família, minha eterna gratidão pelo incentivo e apoio permanente. Deixo aqui registrado, um agradecimento especial a minha mãe, que é meu exemplo de coragem e superação.

É tão bonito quando a gente sente  
Que nunca está sozinho  
Por mais que pense estar

*Gonzaguinha*

## RESUMO

OLIVEIRA, S. S. *Caracterização de reservatórios não convencionais Shale Gas na Formação Barreirinha – Bacia do Amazonas*. 243 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2015.

Os folhelhos pretos devonianos da Formação Barreirinha caracterizam-se pela alta radioatividade na porção basal, grande extensão areal, espessura e profundidade de soterramento variável que vão de exposição na superfície até mais de 3000 m. Eles são as principais rochas geradoras do sistema petrolífero convencional da Bacia do Amazonas, e recentemente foram consideradas como promissores *plays* de gás não convencional. Folhelhos são geralmente caracterizados por uma matriz fechada, que faz com que sejam relativamente impermeáveis em relação ao fluxo de gás, a menos que ocorram fraturas, e dependendo das suas características geológicas e geoquímicas podem funcionar com um Sistema Petrolífero autossuficiente, atuando tanto como rocha fonte, quanto como reservatório de gás (reservatório *Shale Gas*). Assim, o gás natural termogênico ou biogênico gerado pode ser armazenado em folhelhos ricos em matéria orgânica na forma livre, adsorvida, ou em estado dissolvido. Em contraste com os sistemas petrolíferos convencionais, reservatórios *Shale Gas*, possuem mecanismos de aprisionamento e armazenamento únicos, sendo necessária a utilização de técnicas de avaliações específicas. No entanto, folhelhos prolíficos geralmente podem ser reconhecidos a partir de alguns parâmetros básicos: arquitetura geológica e sedimentar, propriedades geoquímicas e petrofísicas e composição mineralógica. Tendo em vista a carência de pesquisas de caráter descritivo, com cunho exploratório dos folhelhos geradores da Formação Barreirinha, esta dissertação tem como objetivo introduzir uma metodologia de identificação de intervalos de folhelho gerador com potencial para reservatório *Shale Gas*. Começando com uma investigação regional sobre o contexto geológico e sedimentar, seguido de uma avaliação abrangente enfocando as características geoquímicas, petrofísicas e litofácies dos folhelhos a partir da integração de parâmetros obtidos de perfis geofísicos de poço, análises geoquímicas e aplicação dos conceitos de Estratigrafia de Sequencia.

Palavras chave: Bacia do Amazonas. Gás de folhelho. Reservatório não convencional. Estratigrafia de Sequencia. Petrofísica. Perfis convencionais. Geoquímica.

## ABSTRACT

OLIVEIRA, S. S. *Shale Gas Reservoir characterization in Barreirinha Formation – Amazonas Basin*. 243 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2015.

The Devonian black shale of Barreirinha formation is characterized by high radioactivity in the basal portion, large areal extension, thickness and depth of burial variable which ranges from exposure to surface to depth greater than 3000 m. This formation contains the main source rocks of conventional petroleum system of the Amazonas Basin, and recently were considered promising unconventional gas plays. Shales are generally characterized by a closed die, which makes them relatively impervious for gas flow unless fracturing occur, and depending on their geological and geochemical characteristics they might behave as a self-contained Petroleum System, acting as both source rock and as a gas reservoir (Shale gas reservoir). Thus, the thermogenic or biogenic gas generated can be stored in shale rich in organic matter in free form, adsorbed or dissolved state. In contrast to conventional petroleum systems, Shale Gas reservoirs, have trapping mechanisms and unique storage, requiring the use of specific assessment techniques. However, prolific shale can usually be recognized based on some basic parameters: geological and sedimentary architecture, geochemical and petrophysical properties and mineralogical composition. Given the lack of descriptive research, about the exploration potential of the Barreirinha formation's shale, this dissertation aims to introduce a methodology of identification of intervals that could be potential shale gas reservoirs. Starting with a regional research about the geological and sedimentary context, followed by a comprehensive review focusing on the geochemical characteristics, petrophysical and lithofacies based on the integration of the parameters obtained by well log, geochemical analysis and application of Sequence Stratigraphy concepts.

Keywords: Amazonas Basin. Shale gas. No conventional reservoir. Sequence Stratigraphy. Petrophysics. Conventional log. Geochemistry.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Mapa mundial dos recursos em <i>Shale Gas</i> .....	27
Figura 2 –	Mapa de Localização da área de estudo.....	28
Figura 3 –	Mapa de Localização da bacia do Amazonas no contexto da América do Sul.....	31
Figura 4 –	Localização das sinéclises e das bacias fanerozóicas brasileiras.	32
Figura 5 –	Mapa de localização da Bacia do Amazonas no Cráton Amazônico.....	33
Figura 6 –	Esboço da direção de esforços que originaram o rifte em terrenos precambrianos do Cráton Amazônico.....	35
Figura 7 –	Mapa de domínio geotectônico da Bacia do Amazonas.....	38
Figura 8 –	Arcabouço estrutural da Bacia do Amazonas.....	39
Figura 9 –	Mapa de Anomalia Bouguer ilustrando um alinhamento ao longo do depocentro da bacia.....	40
Figura 10 –	Perfis geológicos da Bacia do Amazonas.....	42
Figura 11 –	Carta Estratigráfica da Bacia do Amazonas.....	43
Figura 12 –	Análise geoquímica de amostras da Formação Barreirinha.....	49
Figura 13 –	Perfil-tipo do Grupo Curuá.....	50
Figura 14 –	Mapa de localização das áreas prospectivas para reservatórios <i>Shale Gas</i> e <i>Oil Gas</i> .....	53
Figura 15 –	Representação esquemática da porosidade.....	55
Figura 16 –	Definição da Lei de Darcy.....	57
Figura 17 –	Resposta típica dos perfis.....	60
Figura 18 –	Tipos de Perfilagem.....	60
Figura 19 –	Mapa de localização dos poços utilizados.....	69
Figura 20 –	Exemplo da assinatura típica da presença de gás (deflexão da curva) nos perfis de Nêutrons e de Densidade.....	73
Figura 21 –	Exemplo da assinatura típica (separação das curvas) nos perfis de resistividade em zona fraturada.....	75
Figura 22a –	Esquema de componentes sólidos e fluidos da rocha.....	78
Figura 22b –	Resposta dos perfis de Resistividade e Sônico em rochas fonte e reservatório .....	79

Figura 23 – Gráfico de índice de porosidade a partir do Perfil de Nêutrons.....	83
Figura 24 – Imagem microscópica de folhelho (a), arenito (b) e carbonato (c) mostrando a diferença no arranjo da microestrutura das três rochas.....	87
Figura 25 – Perfil esquemático ilustrando os locais de deposição e preservação da matéria orgânica.....	91
Figura 26 – Mapa de localização da Formação Marcellus.....	97
Figura 27 – Mapa de reconstrução paleogeográfica do leste dos EUA durante o Devoniano Médio.....	99
Figura 28 – Coluna estratigráfica da Formação Marcellus.....	101
Figura 29 – Seção esquemática ilustrando a relação estratigráfica entre as formações do Devoniano Médio e Superior da bacia Apalachiana Central.....	102
Figura 30 – Modelo de fácies regional da cunha clástica Acadiana na bacia Apalachiana.....	104
Figura 31 – Mapa regional de reflectância de vitrinita.....	107
Figura 32 – Mapa de localização da Formação Ohio (Ohio Shale).....	120
Figura 33 – Perfil da Bacia Apalachiana Central, com a coluna estratigráfica da Formação Ohio.....	121
Figura 34 – Mapa de espessura dos folhelhos radioativos.....	122
Figura 35 – Mapa de espessura dos folhelhos Devonianos.....	124
Figura 36 – Perfil esquemático ilustrando a distribuição da Formação Ohio.....	125
Figura 37 – Coluna estratigráfica da Formação Ohio Shale, com a resposta em perfil de Raio Gama.....	126
Figura 38 – Mapa estrutural regional a da Formação Ohio.....	127
Figura 39 – Mapa de maturidade termal (%R <sub>o</sub> ) do Membro Huron.....	129
Figura 40 – Mapa de COT do Membro Huron.....	130
Figura 41 – Mapa de COT do Membro Cleveland.....	130
Figura 42 – Nomenclatura estratigráfica generalizada representando as rochas do Devoniano Superior–Mississipiano.....	134
Figura 43 – Mapa de Anomalia Bouguer com a localização dos poços estudados.....	137

Figura 44 – Perfil em profundidade do poço 1–UA–1–AM, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade.....	140
Figura 45 – Perfil em profundidade do poço 1–UA–1–AM, contendo os valores de COT, $S_1$ , $S_2$ e IH.....	141
Figura 46 – Perfil composto do poço 1–UA–1–AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	142
Figura 47 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1–UA–1–AM.....	144
Figura 48 – Perfil em profundidade do poço 1–AR–1A–AM, contendo os valores de Resistividade, COT, $S_1$ , $S_2$ , IH e Resistividade.....	146
Figura 49 – Perfil composto do poço 1–AR–1A–AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	147
Figura 50 – Perfil em profundidade do poço 1–FO–1–PA, contendo os valores de Raio Gama, Sônico e Resistividade.....	149
Figura 51 – Perfil em profundidade do poço 1–FO–1–PA, contendo os valores de Raio Gama, COT, $S_1$ , $S_2$ , e IH.....	150
Figura 52 – Perfil composto do poço 1–FO–1–PA ilustrando a relação entre as curvas de resistividade nas zonas fraturadas.....	151
Figura 53 – Perfil em profundidade ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica nos prováveis intervalos geradores do poço 1–FO–1–PA.....	153
Figura 54 – Perfil em profundidade da porosidade sônica do poço 1–FO–1–PA	153
Figura 55 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1–FO–1–PA.....	154
Figura 56 – Perfil em profundidade do poço 1–LCST–1–AM, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade, COT e $S_1$ .....	156
Figura 57 – Perfil composto do poço 1–LCST–1–AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	157
Figura 58 – Perfil em profundidade ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço 2–LCST–1–AM. ....	158
Figura 59 – Perfil de Porosidade em profundidade do poço 1–LCST–1–AM.....	159

Figura 60 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1–LCST–1–AM.....	160
Figura 61 – Perfil em profundidade do poço 1–PAM–1–AM, contendo os valores de Raio Gama e Resistividade.....	162
Figura 62 – Perfil em profundidade do poço 1–PAM–1–AM, contendo os valores de COT, S <sub>1</sub> , S <sub>2</sub> , IH e Tmax.....	163
Figura 63 – Perfil composto do poço 1–PAM–1–AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	164
Figura 64 – Perfil em profundidade, ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço gerador do poço 1–PAM–1–AM.....	165
Figura 65 – Perfil em profundidade dos valores do carbono orgânico total laboratorial e calculado do poço 1–PAM–1–AM .....	166
Figura 66 – Perfil de porosidade em profundidade do poço 1–PAM–1–AM.....	167
Figura 67 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1–PAM–1–AM.....	168
Figura 68 – Perfil em profundidade , contendo os valores de Raio Gama, Resistividade e COT do poço 2–JUST–1–AM.....	170
Figura 69 – Perfil em profundidade, contendo os valores de COT, S <sub>1</sub> , S <sub>2</sub> e IH do poço 2–JUST–1–AM.....	170
Figura 70 – Perfil composto do poço 2–JUST–1–AM ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	171
Figura 71 – Perfil em profundidade, ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço 2–JUST–1–AM. ....	172
Figura 72 – Perfil em profundidade ilustrando a relação entre o COT laboratorial e o calculado do poço 2–JUST–1–AM.....	173
Figura 73 – Perfil de porosidade em profundidade do poço 2–JUST–1–AM.....	174
Figura 74 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2–UST–1–AM.....	175
Figura 75 – Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de Raio Gama e Resistividade do poço 2–JUST–1–AM.....	177

Figura 76 – Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de Raio Gama, COT, S <sub>1</sub> , S <sub>2</sub> , e IH do poço 2–JUST–1–AM.....	178
Figura 77 – Perfil composto do poço 2–JUST–1–AM, ilustrando a relação entre as curvas de resistividade. ....	179
Figura 78 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2–JUST–1–AM.....	181
Figura 79 – Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de Raio Gama, Resistividade e Sônico do poço 2–OAST–1–PA.....	183
Figura 80 – Perfil em profundidade, ilustrando a relação entre os perfis de COT, S <sub>1</sub> , S <sub>2</sub> , e IH do poço 2–OAST–1–PA.....	183
Figura 81 – Perfil composto do poço 2–OAST–1–PA ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	184
Figura 82 – Perfil em profundidade, ilustrando a resposta dos perfis de Resistividade e Sônico a presença de matéria orgânica no provável intervalo gerador do poço 2–OAST–1–PA.....	185
Figura 83 – Perfil em profundidade dos valores do carbono orgânico total laboratorial e calculado do poço 2–OAST–1–PA.....	186
Figura 84 – Perfil em profundidade ilustrando o comportamento da porosidade sônica do poço 2–OAST–1–PA.....	187
Figura 85 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 2–OAST–1–PA.....	188
Figura 86 – Perfil em profundidade, contendo os valores de Raio Gama, Resistividade do poço 1–MA–1–PA.....	189
Figura 87 – Perfil composto do poço 1–MA–1–PA, ilustrando a relação entre as curvas de resistividade.....	190
Figura 88 – Comparação entre os perfis de Raio Gama e Vsh do poço 1–MA–1–PA.....	192
Figura 89 – Correlação dos perfis de COT – Seção Norte.....	194
Figura 90 – Correlação dos perfis de COT – Seção Sul.....	195
Figura 91 – Correlação dos perfis de Raio Gama – Seção Norte.....	197
Figura 92 – Correlação dos perfis de Raio Gama – Seção Sul.....	198
Figura 93 – Mapa de contorno estrutural do embasamento.....	201

Figura 94 – Mapa de distribuição de COT e maturação térmica da Formação Barreirinha.....	202
--	-----

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Respostas em perfil para fraturas .....	74
Quadro 2 – Correspondência entre o nível de maturidade (LOM) e a reflectância da vitrinita (%R <sub>o</sub> ) .....	80
Quadro 3 – Principais diferenças entre reservatório Shale Gas e convencional .....	94
Quadro 4 – Resumo dos principais parâmetros da Formação Barreirinha, Marcellus e Ohio.....	118
Quadro 5 – Principais parâmetros da analogia entre a Formação Barreirinha e Ohio.....	135
Quadro 6 – Resumo dos registros disponíveis para análise petrofísica nos poços.....	138
Quadro 7 – Descrição das etapas da metodologia .....	199
Quadro 8 – Intervalos de interesse .....	200
Quadro 9 – Visualização completa dos resultados obtidos.....	208
Quadro 10 – Descrição dos parâmetros mínimos utilizados para a avaliação de reservatório <i>Shale Gas</i> .....	210

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Propriedade do reservatório <i>Shale Gas</i> .....	53
Tabela 2 –	Classificação do potencial petrolífero da rocha em função do teor do COT (%)......	64
Tabela 3 –	Classificação do querogênio .....	68
Tabela 4 –	Poços utilizados .....	70
Tabela 5 –	Classificação das propriedades do reservatório <i>Shale Gas</i> .....	93
Tabela 6 –	Classificação do folhelho em função do perfil de densidade .....	104
Tabela 7 –	Classificação do folhelho em função do perfil de densidade .....	109
Tabela 8 –	Principais características da Formação Ohio .....	131
Tabela 9 –	Comparação entre os intervalos identificados pelos métodos <i>Quick Look</i> e $\Delta\text{LogR}$ .....	203
Tabela 10 –	Tabela da porosidade calculada .....	205

## SUMÁRIO

	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	22
1	<b>CONSIDERAÇÕES INICIAIS</b> .....	25
1.1	<b>Importância do desenvolvimento de gás não convencional</b> .....	25
1.2	<b>Relevância da Pesquisa</b> .....	26
1.3	<b>Área de Estudo</b> .....	28
1.4	<b>Objetivo</b> .....	28
1.5	<b>Metodologia</b> .....	29
1.6	<b>Limitações da pesquisa</b> .....	30
2	<b>BACIA DO AMAZONAS</b> .....	31
2.1	<b>Localização</b> .....	32
2.2	<b>Origem da Bacia do Amazonas</b> .....	33
2.3	<b>Evolução tectono-sedimentar</b> .....	36
2.4	<b>Contexto Geológico</b> .....	37
2.4.1	<u>Embasamento</u> .....	37
2.4.2	<u>Arcabouço Estrutural</u> .....	39
2.4.3	<u>Arcabouço Estratigráfico</u> .....	41
2.4.3.1	Sequência Ordoviciano-Devoniana.....	41
2.4.3.2	Sequência Devoniana-Carbonífera.....	44
2.4.3.3	Sequência Neocarbonífera-Neopermiana .....	45
2.4.3.4	Sequência Mesozóica-Cenozóica.....	46
3	<b>FORMAÇÃO BARREIRINHA</b> .....	47
3.1	<b>Definição</b> .....	47
3.2	<b>Litologia e litoestratigrafia</b> .....	47
3.2.1	<u>Membro Abacaxis</u> .....	48
3.2.2	<u>Membro Urubu</u> .....	48
3.2.3	<u>Membro Urariá</u> .....	48
3.3	<b>Idade</b> .....	51
3.4	<b>Arcabouço estratigráfico e ambiente deposicional</b> .....	51
3.5	<b>Contexto exploratório: geração e migração</b> .....	52
3.6	<b>Propriedades do reservatório <i>Shale Gas</i></b> .....	52

4	<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b> .....	54
4.1	<b>Parâmetros petrofísicos das rochas</b> .....	54
4.1.1	<u>Porosidade</u> .....	54
4.1.1.1	Porosidade Absoluta.....	55
4.1.1.2	Porosidade Efetiva.....	56
4.1.1.3	Porosidade Primária.....	56
4.1.1.4	Porosidade Secundária.....	56
4.1.2	<u>Permeabilidade</u> .....	56
4.1.2.1	Permeabilidade Absoluta.....	58
4.1.2.2	Permeabilidade Efetiva.....	58
4.1.2.3	Permeabilidade Relativa.....	58
4.1.3	<u>Saturação de água (Sw)</u> .....	58
4.1.4	<u>Saturação de água irreduzível</u> .....	59
4.2	<b>Perfis geofísicos de poço</b> .....	59
4.2.1	<u>Perfil de Raios Gama (RG)</u> .....	61
4.2.2	<u>Perfil de Resistividade (Res)</u> .....	61
4.2.3	<u>Perfil de Nêutrons (NPHI)</u> .....	62
4.2.4	<u>Perfil de Densidade (RHOB)</u> .....	62
4.2.5	<u>Perfil Sônico (DT)</u> .....	63
4.3	<b>Geoquímica orgânica</b> .....	63
4.3.1	<u>Carbono orgânico total (COT)</u> .....	64
4.3.2	<u>Maturação térmica</u> .....	64
4.3.3	<u>Pirólise de Rock-Eval</u> .....	65
5	<b>MATERIAL E MÉTODO</b> .....	69
5.1	<b>Dados utilizados</b> .....	69
5.2	<b>Identificação de Intervalos de folhelhos potencialmente indicados para <i>Shale Gas</i></b> .....	71
5.3	<b>Método de interpretação - <i>Quick Look Interpretation</i></b> .....	72
5.3.1	<u>Comparação das Curvas de Porosidade</u> .....	72
5.3.2	<u>Identificação de possíveis zonas fraturadas</u> .....	74
5.3.2.1	Comparação das Curvas de Resistividade .....	74
5.3.2.2	Perfil de Densidade (RHOB) .....	76
5.3.2.3	Índice de Produtividade (IP).....	76

5.4	<b>Método <math>\Delta\text{LogR}</math></b> .....	77
5.5	<b>Correlação Estratigráfica</b> .....	80
5.6	<b>Cálculos Petrofísicos</b> .....	81
5.6.1	<u>Porosidade</u> .....	81
5.6.2	<u>Volume de argila</u> .....	84
6	<b>RESERVATÓRIO <i>SHALE GAS</i></b> .....	86
6.1	<b>Definição</b> .....	86
6.2	<b>Características do reservatório</b> .....	88
6.2.1	<u>Mineralogia</u> .....	88
6.2.2	<u>Concentração de matéria orgânica</u> .....	89
6.2.3	<u>Espessura e profundidade de soterramento</u> .....	89
6.2.4	<u>Maturidade termal</u> .....	89
6.2.5	<u>Mecanismo de armazenamento do gás</u> .....	90
6.2.6	<u>Porosidade e permeabilidade</u> .....	90
6.2.7	<u>Ambiente de Sedimentação</u> .....	91
6.2.8	<u>Faturas Naturais</u> .....	92
6.3	<b>Crítérios para seleção de reservatórios <i>Shale Gas</i></b> .....	92
6.4	<b>Reservatório <i>Shale Gas</i> vs. Reservatório Convencional</b> .....	93
6.5	<b>Desafios</b> .....	94
7	<b>ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A FORMAÇÃO BARREIRINHA E FORMAÇÃO MARCELLUS (BACIA APALACHIANA)</b> .....	96
7.1	<b>Formação Marcellus</b> .....	96
7.1.1	<u>Localização</u> .....	96
7.1.2	<u>Geologia regional - Bacia Apalachiana</u> .....	97
7.1.3	<u>Estratigrafia</u> .....	100
7.1.4	<u>Tectônica e arranjo estrutural</u> .....	102
7.1.5	<u>Litofácies e litologia</u> .....	103
7.1.6	<u>Ambiente deposicional</u> .....	105
7.1.7	<u>Geração e migração</u> .....	106
7.1.8	<u>Play Marcellus</u> .....	107
7.2	<b>Comparação entre as formações Barreirinha e Marcellus</b> .....	109
7.3	<b>Método da Analogia</b> .....	111
7.3.1	<u>Princípios Básicos</u> .....	112

7.3.1.1	Tipos de análogos.....	112
7.3.1.2	Restrições do método.....	114
7.3.2	<u>Aplicação do método de analogia à Formação Barreirinha</u> .....	116
7.3.3	<u>Proposta de um novo análogo - Formação Ohio</u> .....	117
7.3.3.1	Formação Ohio.....	120
7.3.3.2	Justificativa para escolha.....	132
8	<b>APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS</b> .....	136
8.1	<b>Avaliação dos poços</b> .....	138
8.1.1	<u>Poço 1-UA-1-AM</u> .....	139
8.1.1.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	139
8.1.1.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	141
8.1.1.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	142
8.1.1.4	Cálculos Petrofísicos.....	143
8.1.2	<u>Poço 1-AR-1-AM</u> .....	144
8.1.2.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	145
8.1.2.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	146
8.1.2.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	147
8.1.2.4	Cálculos Petrofísicos.....	148
8.1.3	<u>Poço 1-FO-1-PA</u> .....	148
8.1.3.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	148
8.1.3.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas- <i>Quick Look Interpretation</i> .....	150
8.1.3.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	151
8.1.3.4	Cálculos Petrofísicos.....	152
8.1.4	<u>Poço 2-LCST-1-AM</u> .....	155
8.1.4.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	155
8.1.4.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	156
8.1.4.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	157
8.1.4.4	Cálculos Petrofísicos.....	158
8.1.5	<u>Poço 1-PAM-1-AM</u> .....	161

8.1.5.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	161
8.1.5.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	163
8.1.5.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	164
8.1.5.4	Cálculos Petrofísicos.....	166
8.1.6	<u>Poço 2-JUST-1-AM</u> .....	168
8.1.6.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	169
8.1.6.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	171
8.1.6.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	172
8.1.6.4	Cálculos Petrofísicos.....	174
8.1.7	<u>Poço 2-NAST-1-PA</u> .....	176
8.1.7.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	176
8.1.7.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	178
8.1.7.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	179
8.1.7.4	Cálculos Petrofísicos.....	180
8.1.8	<u>Poço 2-OAST-1-PA</u> .....	181
8.1.8.1	Identificação de Intervalo Gerador-Reservatório.....	182
8.1.8.2	Identificação de possíveis zonas fraturadas - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	184
8.1.8.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	185
8.1.8.4	Cálculos Petrofísicos.....	186
8.1.9	<u>Poço 1-MA-1-PA</u> .....	188
8.1.9.1	Identificação de Intervalos Gerador-Reservatório.....	189
8.1.9.2	Comparação das Curvas de Resistividade - <i>Quick Look Interpretation</i> .....	190
8.1.9.3	Método $\Delta\text{LogR}$ .....	191
8.1.9.4	Cálculos Petrofísicos.....	191
8.2	<b>Estratigrafia de Sequencia</b> .....	192
8.2.1	<u>Correlação dos perfis de COT</u> .....	193
8.2.2	<u>Correlação de perfis de Raio Gama</u> .....	196
	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	199

<b>CONCLUSÃO</b> .....	206
<b>RECOMENDAÇÕES</b> .....	209
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	211
<b>APÊNDICE A</b> - Carta de índice de porosidade do poço 1-FO-1-PA....	227
<b>APÊNDICE B</b> - Carta de índice de porosidade do poço 2-LCST-1-AM.....	228
<b>APÊNDICE C</b> - Carta de índice de porosidade do poço 2-JUST-1-AM.....	229
<b>APÊNDICE D</b> - Carta de índice de porosidade do poço 2-OAST-1-PA .....	230
<b>APÊNDICE E</b> - Carta de índice de porosidade do poço 1-MA-1-PA...	231
<b>ANEXO A</b> - Análise geoquímica do poço 1-UA-1- AM.....	232
<b>ANEXO B</b> - Análise geoquímica do poço 1-AR-1- AM.....	234
<b>ANEXO C</b> - Análise geoquímica do poço 1-FO-1-PA.....	237
<b>ANEXO D</b> - Análise geoquímica do poço 2-LCST-1-AM.....	238
<b>ANEXO E</b> - Análise geoquímica do poço 1-PAM-1- AM.....	239
<b>ANEXO F</b> - Análise geoquímica do poço 2-JUST-1-AM.....	240
<b>ANEXO G</b> - Análise geoquímica do poço 2-NAST-1-PA.....	241
<b>ANEXO H</b> - Análise geoquímica do poço 2-OAST-1-PA.....	242
<b>ANEXO I</b> - Análise geoquímica do poço 1-MA-1-PA.....	243

## INTRODUÇÃO

Os folhelhos são as rochas sedimentares mais abundantes na natureza, e estão presente em praticamente todas as bacias do mundo (SAYERS 1994). Tradicionalmente considerado como rocha fonte e/ou selo de sistemas petrolíferos convencionais, nos últimos anos tem sido reconhecido como um potencial reservatório não convencional de hidrocarbonetos (*Shale Gas e Shale Oil*), atuando como um sistema petrolífero autossuficiente, sendo a rocha fonte, reservatório e trapa. Essa mudança de paradigma foi fruto principalmente do sucesso da produção, em escala comercial, de gás armazenado em folhelhos nos Estados Unidos (EUA).

A última estimativa de volume recuperável de gás em reservatório *Shale Gas* realizada pelo *U.S. Energy Information Administration / Advanced Resources International* (EIA/ARI), incluiu 42 países (excluindo os EUA) e contabilizou um total 7.795 trilhões de pés cúbicos (Tcf) (EIA/ARI, 2013, 2013b), sendo que mais de 60% desses recursos estão na região da Ásia, do Pacífico e nas Américas.

Nos EUA, o desenvolvimento do mercado de *Shale Gas* durante a última década proporcionou crescimento econômico, bem como reformulou seu papel no cenário mundial da Indústria de Óleo e Gás, gerando uma mudança célere no plano estratégico norte americano de fornecimento de energia. Neste contexto, a produção de gás não convencional oriundo de reservatórios *Shale Gas* teve um aumento em torno de 90%, passando de 4,86 trilhões de pés cúbicos por ano em 2010 para 9,35 trilhões de pés cúbicos por ano em 2013 (EIA/ARI, 2013).

Esse rápido crescimento do setor de gás não convencional nos EUA, associado ao aumento da demanda energética e ao declínio das reservas de gás em reservatórios convencionais em escala global, fez com que a produção de gás a partir de folhelhos emergisse como uma possibilidade real de uma nova fonte de energia em outros países.

No Brasil, a ascensão deste mercado tem atraído interesse da Indústria do Petróleo para a avaliação do volume de gás não convencional recuperável principalmente nas bacias sedimentares paleozoicas do Amazonas, Solimões e Paraná, cujo alvo principal são os folhelhos pretos devonianos (Frasniano), os quais possuem amplo registro ao longo dessas bacias. Cabe ressaltar que, os estudos do EIA/ARI (2013) indicaram que as bacias Potiguar, Parnaíba, Parecis, Recôncavo,

Sergipe-Alagoas, São Francisco, Taubaté, e Chaco-Paraná também podem apresentar potencial para *Shale Gas*, porém a quantidade de dados disponível é insuficiente para subsidiar uma avaliação criteriosa.

Contudo, a complexidade das análises, o alto investimento econômico necessário para explorar, avaliar e produzir esses recursos, associado a pequena quantidade de dados disponíveis, e ao baixo índice de desenvolvimento de estudos de caracterização dos folhelhos que permitam o desenvolvimento de uma metodologia de avaliação para identificar prospectos e estimar o volume de gás economicamente recuperável, faz com que a prospecção de *Shale Gas* no Brasil seja ainda muito escassa.

Assim, a presente dissertação discute os critérios geológicos e geoquímicos relevantes para o desenvolvimento de uma metodologia que quantifique e correlacione as variáveis petrofísicas que influenciam na identificação de possíveis reservatórios de gás não convencional *Shale Gas*, tendo como foco a Formação Barreirinha, na Bacia do Amazonas.

Quando comparada as duas outras bacias Paleozóicas, a do Amazonas (Formação Barreirinha) apresenta a maior estimativa de volume de gás *in place* e volume de gás recuperável segundo o relatório do EIA/ARI (2013). Esta avaliação mostra claramente que esse potencial recurso de gás não convencional, se comprovado, poderá contribuir significativamente com a matriz energética do país ao longo dos próximos anos. E proporcionar desenvolvimento de infraestrutura para comercialização e distribuição de gás na Região Norte, viabilizando ainda a produção dos campos convencionais de gás de Azulão e Japiim, na Bacia do Amazonas, pertencentes à Petrobras.

Em linhas gerais, um reservatório de gás não convencional pode ser definido como um reservatório que não pode ser produzido economicamente sem que sejam utilizados processos de estimulação tais como, fraturamento hidráulico e injeção de vapor, associados a poços horizontais ou multilaterais. Nesta categoria estão inclusos folhelhos (*Shale Gas*), arenitos com permeabilidade a gás menor que 0,1mD (*tightsand*) e carvões com acumulação de metano (CBM). Em contrapartida, reservatórios convencionais são compostos predominantemente por arenitos ou carbonatos porosos e permeáveis que podem ser produzidos diretamente pela drenagem dos poros interconectados, sem utilizar técnicas especiais de recuperação.

Dada a quantidade muito limitada de dados relevantes na literatura sobre os folhelhos pretos orgânicos da Formação Barreirinha, os critérios de seleção, que poderiam ser aplicado neste projeto foram limitados a apenas: (1) quantidade de matéria orgânica e maturidade do folhelho; (2) espessura e profundidade dos intervalos orgânicos; (3) probabilidade de fraturas naturais, determinado subjetivamente por perfil; (4) continuidade lateral, determinada pelo arcabouço estratigráfico. Em decorrência disto, as avaliações aqui apresentadas são subjetivas e deve ser considerada como preliminar, sendo necessária a coleta e análise de um conjunto maior de dados para sua confirmação.

## 1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

### 1.1 Importância do desenvolvimento de gás não convencional

A matriz energética retrata a relação entre geração e consumo de energia (fóssil, eólica, hidroelétrica, etc.), sendo o instrumento utilizado para o Planejamento Energético do país. Além disso, é fundamental na implantação de políticas que promovam a competitividade dentro dos mais diversos setores da economia, assegurando a disponibilidade de energia com o menor custo possível. Sendo assim, a disponibilidade dos recursos naturais existentes configura o principal fator para o planejamento energético.

No Brasil o consumo per capita de energia ainda é muito baixo, girando em torno de 1,4 toneladas de petróleo equivalente por habitante (tep/hab)<sup>1</sup> em 2013, o que corresponde a cerca de seis vezes menos do que o consumo nos EUA em 2010, que foi de 7 tep/hab<sup>2</sup> (EPE, 2014). No entanto, em virtude das políticas de inclusão social e de redução da desigualdade que estão sendo progressivamente implantadas, podemos antever não só um aumento da demanda energética, como também a necessidade de ampliação da disponibilidade de energia.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014), a oferta interna de energia em 2013 apresentou uma taxa de crescimento de 4,5%, alcançando o volume de 2.101 Mboe. Cabe ressaltar, que o aumento da demanda de gás natural, petróleo e derivados no setor elétrico e de transporte foram responsáveis por 80% deste incremento.

Em contrapartida, segundo a EIA o Brasil está na décima posição dentre os países que possuem reservas não convencionais economicamente recuperáveis (Figura 1), sendo estimada uma reserva de 245 Tcf e 5,4 bilhões de barris, considerando o potencial exploratório das bacias do Paraná, Solimões e Amazonas (EIA/ARI, 2013).

Assim, levando em conta o cenário de crescimento do país, o potencial de exploração de gás não convencional, e as intenções de investimentos neste setor,

---

<sup>1</sup> 1,4 tep/hab = a 8,5 barris de óleo equivalente por habitante (boe/hab)

<sup>2</sup> 7 tep/hab = 50 boe/hab

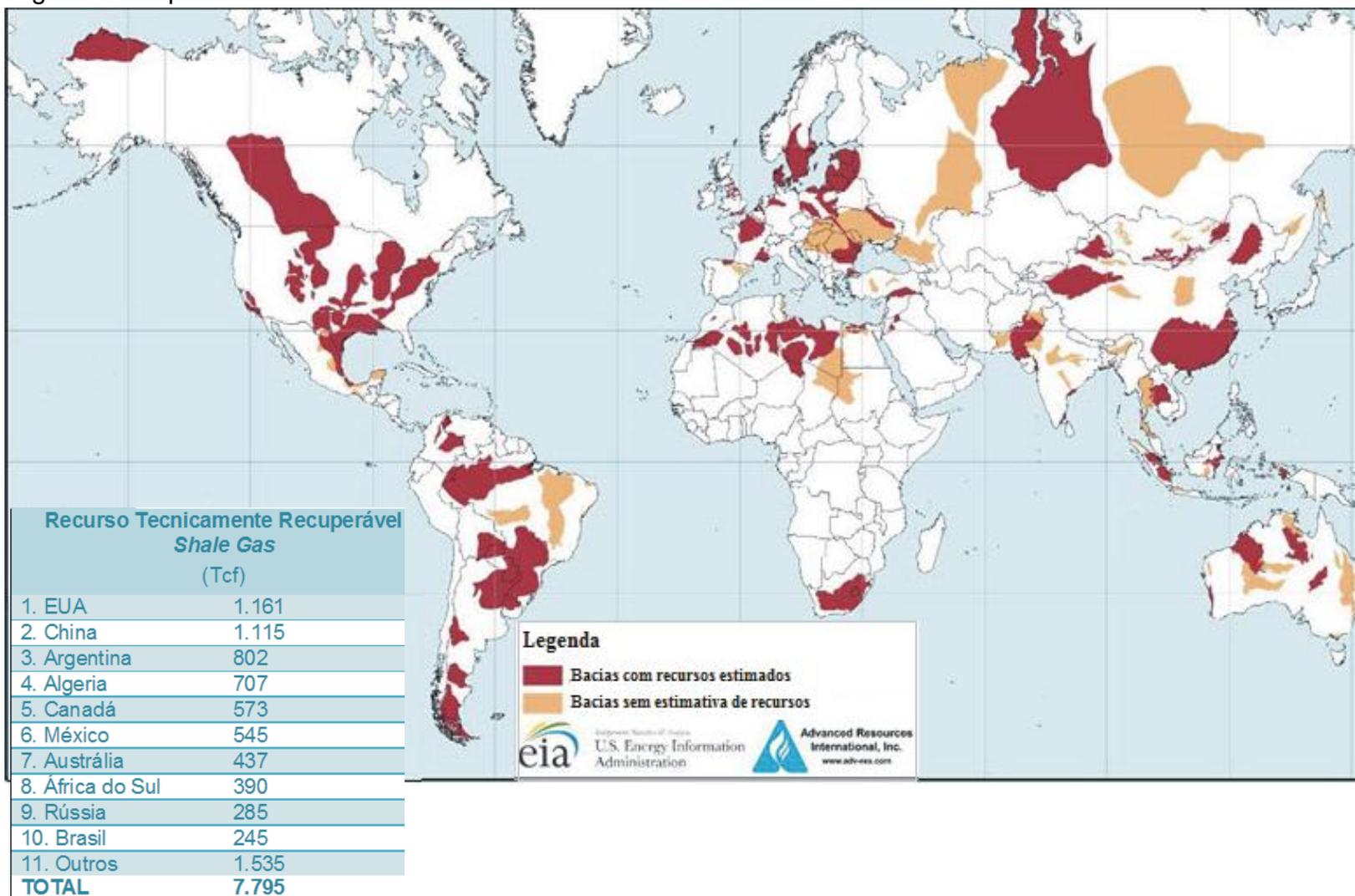
caso os prospectos *Shale Gas* das bacias do Amazonas, Paraná e Solimões sejam desenvolvidos, o mercado de gás no país poderá sofrer mudanças relevantes, com possibilidade de se tornar autossuficiente, viabilizando mudanças na matriz energética de algumas regiões a partir da maior oferta de gás a preços mais competitivos.

## 1.2 Relevância da Pesquisa

No Brasil a exploração de gás não convencional ainda está na fase embrionária, por isso a estimativa de volume de gás recuperável em reservatório *Shale Gas* é incerta diante da escassez de dados. Além disso, estudos para subsidiar a exploração e produção neste tipo de reservatório são muito recentes.

Logo, a ampliação de pesquisas com enfoque na caracterização do reservatório é de imensa relevância, pois contribui na viabilização da exploração e produção deste tipo de prospecto, a partir do desenvolvimento de métodos e geração de dados que possibilitem a determinação dos parâmetros petrofísicos primários, tais como porosidade, saturação de água e permeabilidade.

Neste contexto, dados geofísicos de poço (perfis de Raio Gama – GR; Sônico – DT; Resistividade – ILD; Porosidade Neutrônica - NPHI e Densidade - RHOB) constituem uma das principais ferramentas na avaliação desses parâmetros, e também na definição das estratégias de exploração e produção de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais.

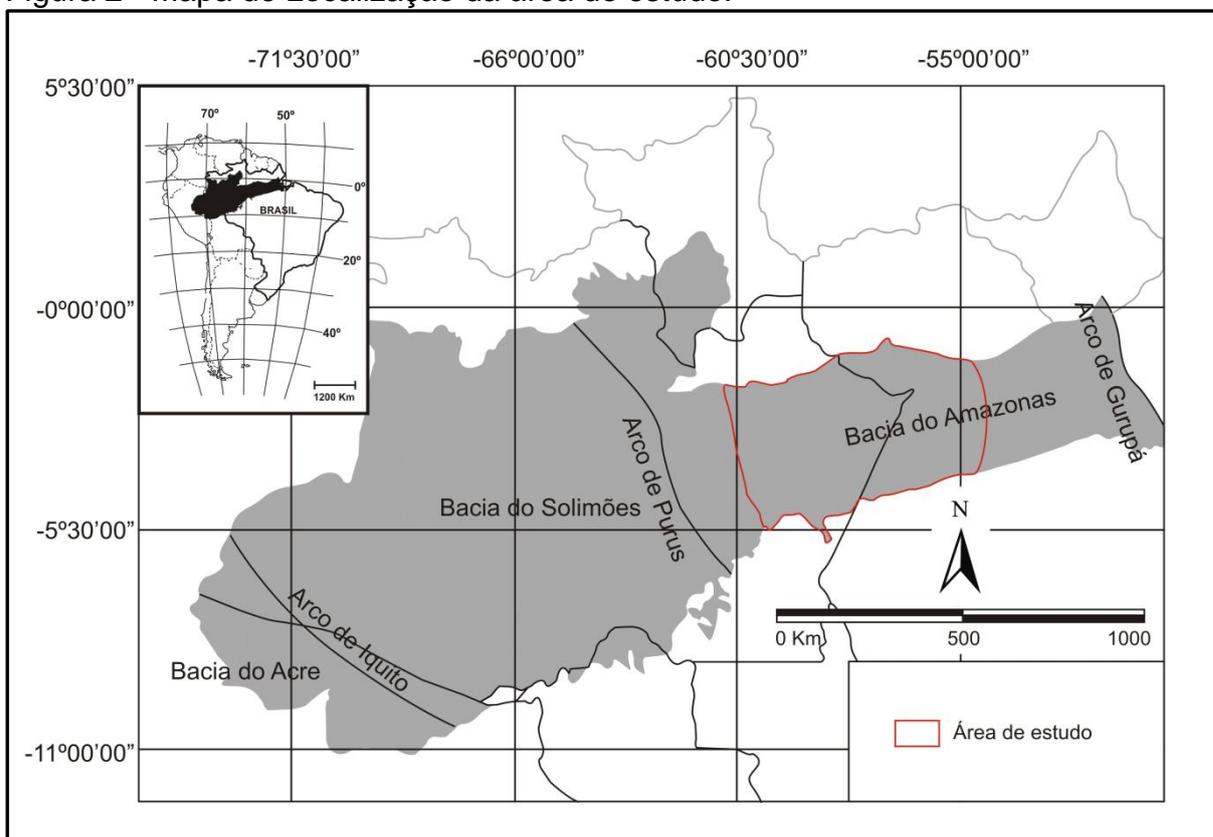
Figura 1 - Mapa mundial dos recursos em *Shale Gas*.

Fonte: Modificado de EIA/ARI, 2013.

### 1.3 Área de Estudo

A área estudada apresenta aproximadamente 263 Km<sup>2</sup>, e está compreendida entre as coordenadas geográficas -03° 43'/-60° 25' e -02° 7'/-54° 20', na porção central da Bacia do Amazonas (Figura 2), abrangendo os Estados do Amazonas e Pará.

Figura 2 - Mapa de Localização da área de estudo.



Fonte: A autora.

### 1.4 Objetivos

Devido à complexidade faciológica e da composição mineralógica dos folhelhos, os métodos tradicionais de caracterização de reservatório não oferecem

resultados que retratem de maneira satisfatória a quantificação de parâmetros petrofísicos tais como, porosidade efetiva e saturação de fluidos.

Além disso, como já mencionado, no Brasil ainda não são desenvolvidas pesquisas sistemáticas de caracterização de reservatório *Shale Gas*, apesar do EIA/ARI já ter identificado, no cenário mundial, o elevado potencial exploratório para gás não convencional em nossas bacias paleozoicas.

Diante disto, este estudo teve como objetivo principal propor uma metodologia de análise e caracterização de reservatórios *Shale Gas*, a partir de uma abordagem multidisciplinar que sintetiza os conceitos básicos da estratigrafia, sedimentologia e petrofísica, utilizando prioritariamente perfis geofísicos de poço e dados geoquímicos.

Secundariamente, o objetivo foi demonstrar a viabilidade da identificação e avaliação básica de prospectos *Shale Gas* em bacias sedimentares onde a disponibilidade de dados é muito precária, bem como definir os parâmetros-chave a serem utilizados, contribuindo assim, para o preenchimento da lacuna técnico-científica existente.

## 1.5 Metodologia

No presente estudo foram analisados 9 poços perfurados na porção central da Bacia do Amazonas, tendo como finalidade testar a aplicabilidade e as limitações da identificação e caracterização petrofísica básica de prospectos *Shale Gas* na Formação Barreirinha utilizando prioritariamente perfis geofísicos de poço.

O conjunto de informações utilizado inclui dados geoquímicos, litológicos, perfis de Raio Gama, Resistividade, de Nêutrons e Sônico, fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível ao Departamento de Estratigrafia e Paleontologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, e dados compilados durante a revisão bibliográfica.

Foi aplicado o método *Quick Look Well Log Interpretation* (Schlumberger, 1989), para identificar os intervalos de interesse, definir suas assinaturas, e determinar os parâmetros para a avaliação petrofísica. Ressalta-se que em alguns poços não foram “corridos” todos os perfis até a Formação Barreirinha.

Como ferramentas de correlação e interpretação estratigráfica foram empregados os métodos pico-a-pico e a Estratigrafia de Sequencia, a partir dos quais os intervalos de interesse foram categorizados de acordo com a espessura e continuidade lateral.

A discussão e conclusão dos resultados da caracterização petrofísica e estratigráfica serão apresentados ao longo da presente dissertação.

## **1.6 Limitações da pesquisa**

Um dos principais entraves desta pesquisa se refere ao fato de que para a caracterização de reservatórios com confiabilidade é preciso um conjunto de dados significativamente grande de parâmetros petrofísicos. No entanto, os poucos dados disponíveis relativos à Formação Barreirinha, foram desenvolvidos para avaliar suas propriedades geoquímicas como rocha geradora, e correspondem em sua maioria a: (1) perfis geofísicos de poço, adquiridos entre as décadas de 50 e 70, quando a estratégia exploratória restringia a perfilagem e análise mineralógica a rocha reservatório; (2) boletins internos da Petrobras, os quais não foram atualizados ao longo dos anos.

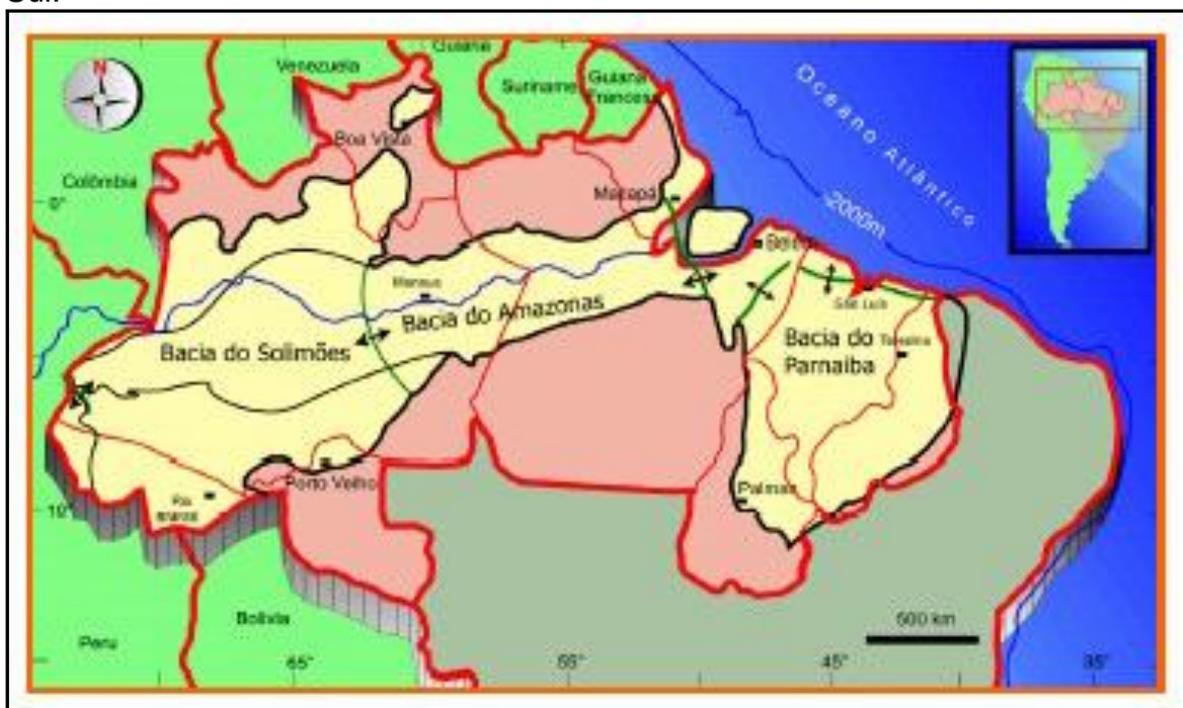
Além disso, a heterogeneidade, em todas as escalas, intrínseca dos folhelhos, aumenta sensivelmente as chances de que a correlação estabelecida em uma parte da bacia não se sustente nas demais.

Em consequência disso, o método apresentado limita-se a fornecer uma caracterização geral do padrão de resposta dos reservatórios *Shale Gas* aos perfis geofísicos de poço, considerando o contexto geológico específico no qual estão inseridos.

## 2 BACIA DO AMAZONAS

A Bacia do Amazonas está situada na porção setentrional da Plataforma Sul Americana, região norte do Brasil, ocupando uma área explorável de cerca de 500.000 km<sup>2</sup> (MATSUDA, 2002) (Figura 3). É caracterizada como uma bacia intracratônica, preenchida por espessas sequências siliciclásticas, com registros marinhos pontuais, e intensos magmatismo básico e alcalino associado (ALMEIDA et al., 2000). Em conjunto com as bacias do Solimões, do Parnaíba, e do Paraná compõe o conjunto de Sinéclises Paleozóicas Brasileiras (Figura 4).

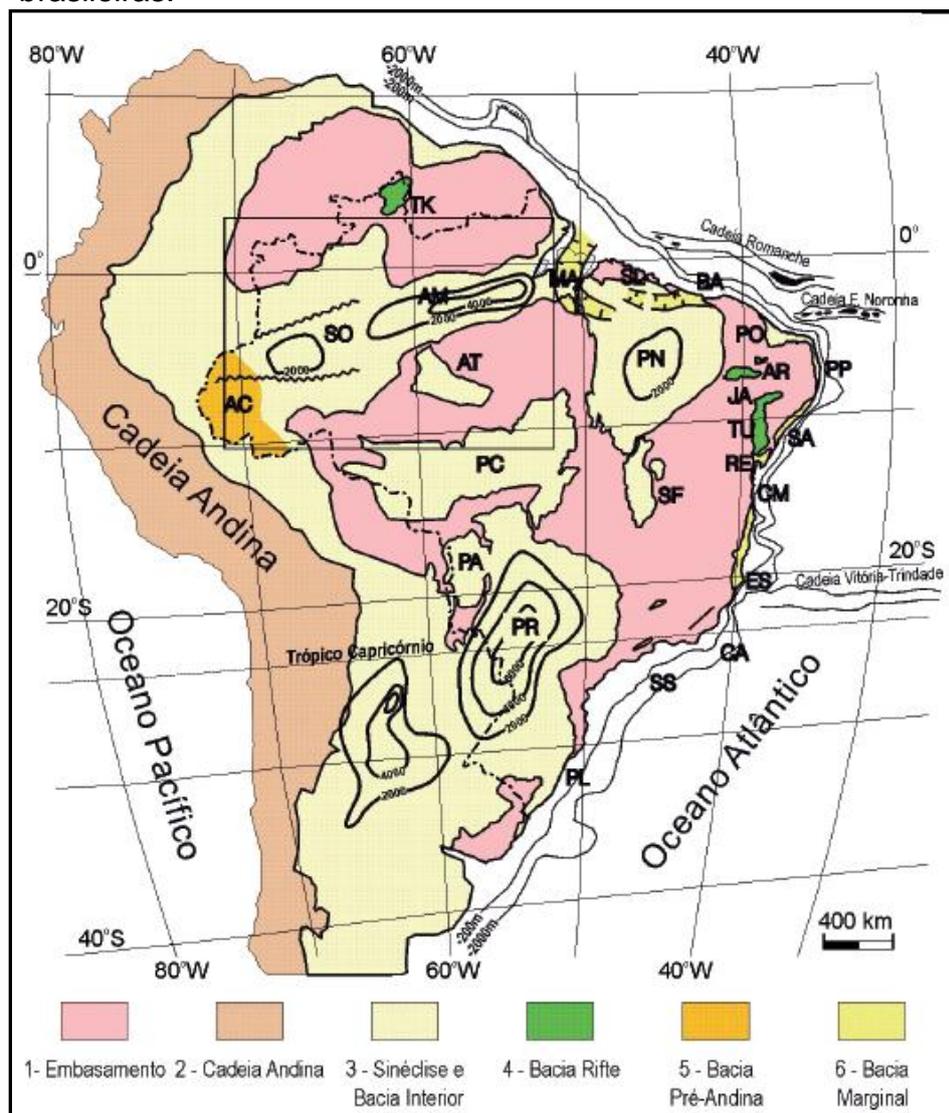
Figura 3 - Mapa de Localização da bacia do Amazonas no contexto da América do Sul.



Fonte: WANDERLEY FILHO et al., 2006.

Sua evolução é caracterizada pela combinação e sucessão de diversos processos tectônicos, tais como extensão continental, subsidência tectônica, subsidência termal e ajuste isostático posterior (KLEIN, 1995), sendo a origem de sua configuração atual ainda controversa.

Figura 4 - Localização das sinéclises e das bacias fanerozóicas brasileiras.



Sinéclises: AM – Amazonas. PC – Parecis. PN – Parnaíba. PR –Paraná. SO – Solimões. Bacias Interiores: AT – Alto Tapajós. PA – Pantanal. SF – São Francisco.

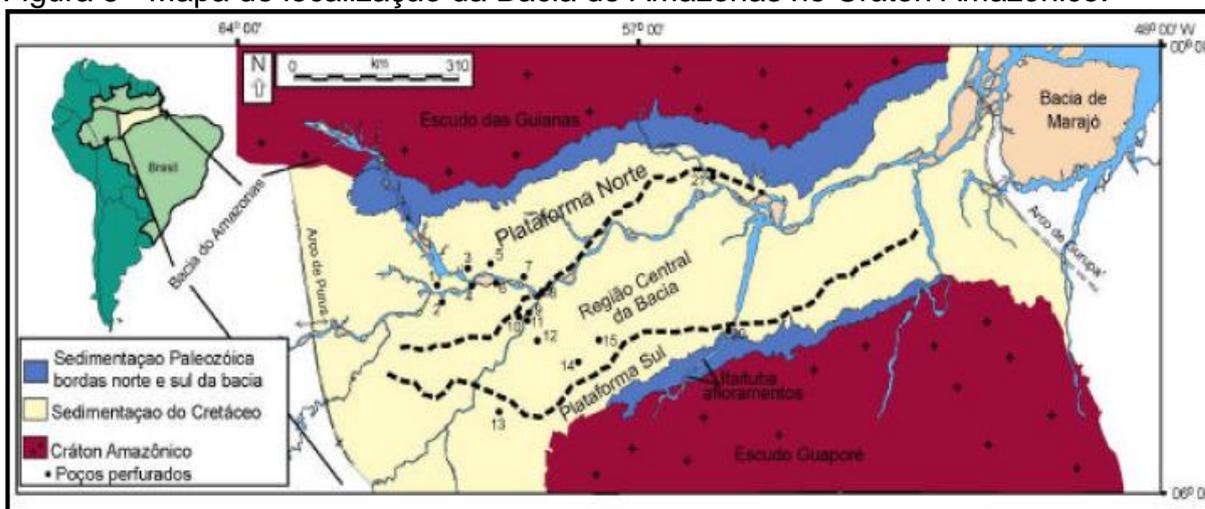
Fonte: PEREIRA et al., 2012.

## 2.1 Localização

A Bacia do Amazonas está situada geologicamente entre as rochas pré-cambrianas das províncias Rio Branco e Tapajós. Contígua às bacias do Marajó e Solimões, é limitada ao norte pelo Escudo das Guianas, ao sul pelo Escudo Brasileiro, a leste pelo Arco de Gurupá, e à Oeste pelo Arco do Purus

(SCOMAZZON, 2004) (Figura 5). Segundo Caputo (1984), a Bacia do Amazonas compreende as áreas antes denominadas como bacias do Médio e Baixo Amazonas. De acordo como Mohriak et al., (2012), esta bacia corresponde a uma bacia intracratônica tipo *sag* que se desenvolveu do Neoproterozóico ao Neógeno com episódios de soerguimento e magmatismo significativos durante o Mesozóico.

Figura 5 - Mapa de localização da Bacia do Amazonas no Cráton Amazônico.



Fonte: SCOMAZZON, 2004.

## 2.2 Origem da Bacia do Amazonas

A origem da Bacia do Amazonas ainda é um assunto controverso, tendo sido propostas diversas teorias para explicar a gênese e a estruturação atual da bacia.

Os trabalhos pioneiros tinham como preceito básico uma bacia paleozóica tipo *sag* intracratônica, com geometria em prato extremamente simples e sem falhas. Propostas mais modernas já consideram a influência de falhamentos direcionais, e esforços gravitacionais e compressivos (CAMPOS e TEIXEIRA, 1988), além de uma ou mais fases de rifteamento e fases termiais associadas (COUTINHO e GONZAGA, 1996).

Segundo Santos et al., (2002), os processos envolvidos na formação da Bacia do Amazonas se iniciam com a implantação de um rifte a partir do movimento de pluma mantélica no Cambriano Médio, a qual gerou a província magmática Piranhas,

datada de 507 Ma. O rifte gerado foi inicialmente preenchido por arenitos aluviais e fluviais da Formação Prosperança, cuja deposição é considerada cambro-ordoviciana em virtude da sua concordância com a Formação Trombetas (SANTOS et al., 1974; SCHOBENHAUS et al., 1984), e posteriormente pela deposição dos carbonatos de planície de maré da Formação Acari (Figura 6).

Atualmente, é mais aceita a teoria que aponta o estiramento crustal proterozóico relacionado à formação dos riftes ou a reativação extensional de estruturas pré-cambriana no Paleozoico Inferior como o mecanismo gerador de subsidência inicial da bacia (MILANI e ZALÁN, 1999).

Neste contexto, é consenso que a história geológica da Bacia do Amazonas se inicia com a formação do supercontinente Gondwana, no final do Pré-Cambriano, por meio da colisão das atuais placas tectônicas da América do Sul, África, Madagascar, Índia, Antártica e Austrália (SCOTSE & MCKERROW, 1990).

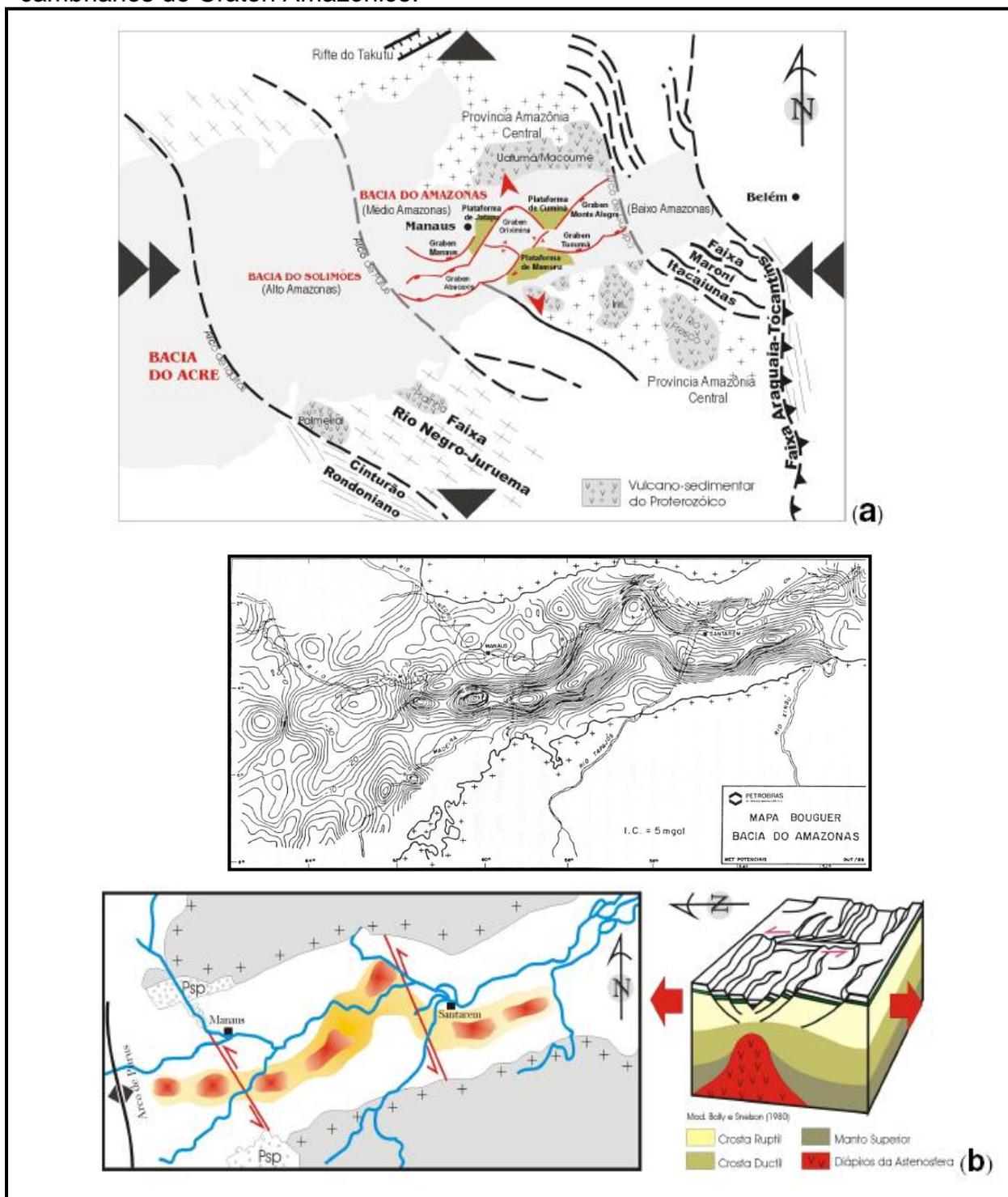
Durante o Neoproterozóico e o início do Fanerozóico, o Gondwana foi afetado por diversos tectonismos concomitantes a eventos vulcânicos, magmáticos e metamórficos, os quais deram início a uma subsidência tectônica onde se encontrava o cráton. As unidades sedimentares, depositadas neste período em função da formação de um protorifte, são representadas pela sucessão sedimentar aluvial, fluvial e lacustre do Grupo Purus, de idade neoproterozóica, que corresponde aos primeiros registros deposicionais da bacia (MILANI e ZALÁN, 1998).

Durante o Cambriano-Ordoviciano (500-450 Ma), com o fim dos esforços tectônicos, o resfriamento das massas plutônicas, dá início à subsidência térmica regional e ao desenvolvimento da sinéclise intracontinental da Bacia do Amazonas (MONTALVÃO e BEZERRA, 1980) com sedimentação em *onlap* sobre o Arco de Purus a partir do Ordoviciano Superior (CUNHA et al., 1994).

Assim, em linhas gerais a história da bacia pode ser dividida em três estágios: (1) Inicial - origem correlacionada com a formação do Gondwana, no final do Pré-Cambriano (SCOTSE & MCKERROW, 1990); (2) Subsidência Tectônica - desencadeada no Cráton Amazônico, durante o Neoproterozóico/Fanerozóico, devido ao tectonismo e eventos vulcânicos, magmáticos e metamórficos concomitantes (MILANI e ZALÁN, 1998); (3) Subsidência Termal - caracterizado pelo desenvolvimento da sinéclise intracontinental, durante o Cambriano-Ordoviciano,

após o fim dos esforços tectônicos e resfriamentos das massas plutônicas (MONTALVÃO e BEZERRA, 1980).

Figura 6 - Esboço da direção de esforços que originaram o rifte em terrenos pré-cambrianos do Cráton Amazônico.



Legenda: a) Esforços extensionais oriundos do ambiente compressional na Faixa Araguaia-Tocantins (adaptado de Cordani et al., 1984); b) Mapa Bouguer resalta as anomalias magnéticas ao longo do substrato da Bacia do Amazonas e o modelo de rifteamento com extensão N-S.

Fonte: Adaptado de WANDERLEY FILHO, 1991 E NEVES et al., 1989 *apud* CUNHA, 2000.

## 2.3 Evolução tectono-sedimentar

Como mencionado anteriormente, é consenso que a história geológica e deposicional da Bacia do Amazonas tiveram início com a formação do supercontinente Gondwana, no final do Pré-Cambriano, por meio da colisão das atuais placas tectônicas da América do Sul, África, Madagascar, Índia, Antártica e Austrália (SCOTese & MCKERROW, 1990).

Neste contexto, o registro sedimentar mais antigo da bacia corresponde à fase de Protorifte gerado durante o Cambriano-Ordoviciano, como resultado da fase final dos esforços tectônicos, seguido de intrusões e posterior resfriamento das massas plutônicas na área do Cráton Amazônico. Este registro é representado pela sucessão sedimentar aluvial, fluvial e lacustre do Grupo Purus (MILANI e ZALÁN, 1998, CUNHA et al., 1994; CUNHA, 2000).

A implantação efetiva da sinéclise ocorreu após o rifteamento cambro-ordoviciano, dando início à primeira fase de deposição na depressão intracontinental do Amazonas, representado pelos folhelhos marinhos, arenitos e diamictitos, do Grupo Trombetas, depositados durante a glaciação siluriana que afetou grandes áreas do continente Gondwana (LUDWIG, 1964 *apud* CUNHA et al., 1994).

Após a discordância relacionada à Orogenia Caledoniana e consequente rebaixamento do nível do mar, implantou-se a segunda fase de deposição na bacia, com um novo ciclo transgressivo-regressivo. Este registro sedimentar é constituído pela intercalação de sedimentos marinhos e periglacias dos grupos Urupadi e Curuá (CAPUTO, 1984; MELO e LOBOZIAK, 2003; GRADSTEIN et al., 2004).

Durante o Eocarbonífero, a Orogenia Eoherciniana se manifestou na porção oeste do Gondwana, por meio de esforços compressivos NE-SW, ocasionando o rebaixamento do nível do mar, e consequentemente uma fase erosiva na bacia (ALTINER & SAVINI, 1991).

A terceira fase de sedimentação, entre o Neocarbonífero e Neopermiano, foi constituída por um novo ciclo deposicional transgressivo-regressivo, vindo de oeste que ultrapassou o Arco de Purus, interligando as bacias do Solimões e do Amazonas, sendo composto pela sucessão sedimentar do Grupo Tapajós. Associado a uma mudança significativa das condições climáticas – passando de condições mais frias para mais quente e árido – a mesma caracteriza-se pela

ocorrência de nova fase de subsidência. O final desta fase tectono-sedimentar é marcado pela retomada da sedimentação predominantemente continental (Formação Andirá), o que segundo Cunha et al. (1994, 2007) indica uma restrição bacinal, provavelmente relacionada à orogênese Tardi-Herciniana, a qual atingiu principalmente as áreas próximas aos Arcos Magmáticos de Gurupá e Purus.

Entre o Neopermiano e Eotriássico, a bacia sofreu um soerguimento generalizado, o que originou uma superfície erosiva discordante regional relacionada ao fraturamento do Escudo das Guianas. Tal fraturamento é resultado de esforços N-S gerados pela orogênese Gondwanides, que é associada à colisão final do Gondwana com a Laurasia, a qual afetou a porção setentrional da América do Sul (ZALÁN, 1991).

Posteriormente, no período compreendido entre o Neotriássico e o Cretáceo, a bacia foi afetada por um campo de tensão distensivo E-W relacionado à fase final do evento Gondwanides, e por intenso magmatismo associado ao evento Penatecaua e ao Diastrofismo Juruá, os quais proporcionaram a intrusão de inúmeros diques básicos N-S, seguido por um relaxamento tectônico (CUNHA et al., 1994; MIZUSAKI et al., 1994).

A última fase de deposição sedimentar na Bacia do Amazonas está associada ao relaxamento dos esforços compressoriais, que geraram sítios deposicionais para a sedimentação da Sequência Cretáceo-Terciária, representado pelos sedimentos do Grupo Javari, que estão assentados diretamente sobre a superfície de discordância do topo do Paleozoico (EIRAS et al., 1994).

## **2.4 Contexto geológico**

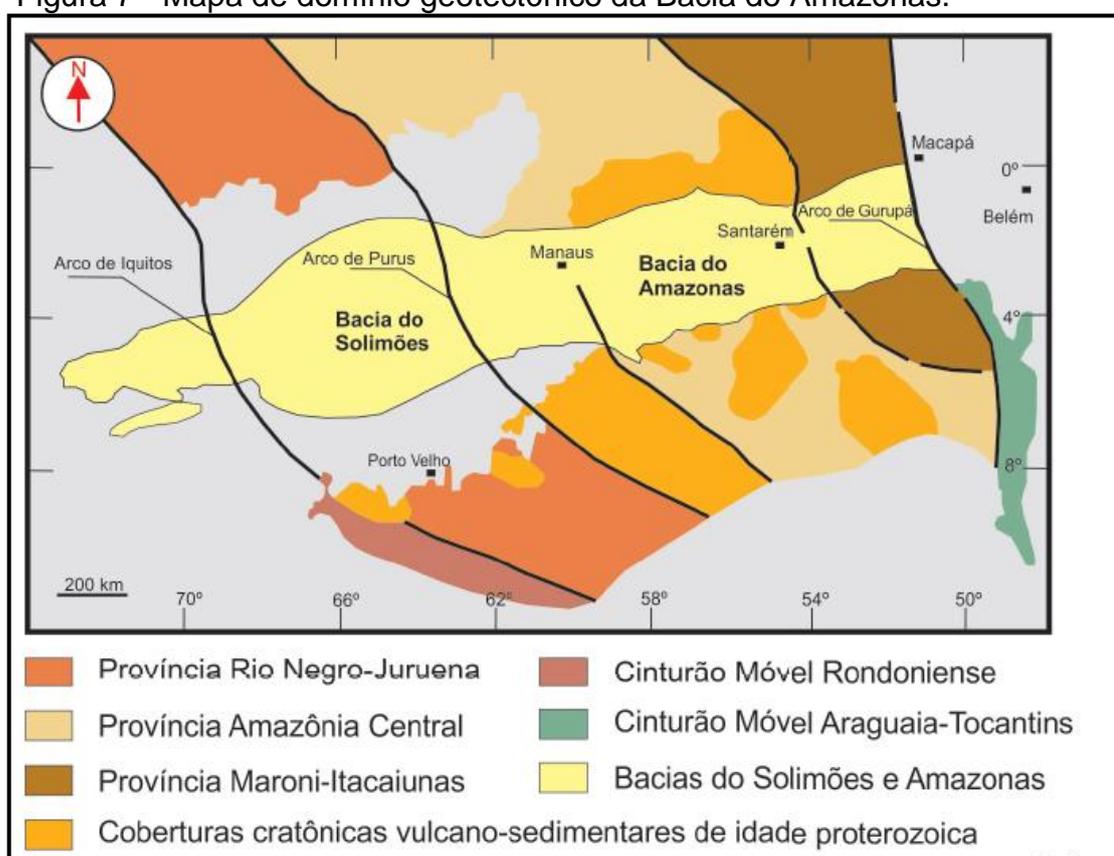
### **2.4.1 Embasamento**

Implantado na Plataforma Sul Americana (ALMEIDA e HASUI, 1984), o embasamento da Bacia Amazônica é composto por um núcleo central (Província Central Amazônica) de idade Arqueana, acrescido por três faixas móveis do Proterozóico Inferior a Médio - Maraoni-Itacaiunas, Rio Negro-Juruena e Cinturão

Rondoniano (CORDANI et al., 1984, TASSINARI et al., 1996 e SANTOS et al., 2000) (Figura 7).

Composto por rochas ígneas e metamórficas, sua história evolutiva está relacionada a dois eventos principais: (1) o que originou a organização dos terrenos *greenstone belts* e dos cinturões de alto grau metamórfico - Transamazônico; e (2) o responsável pela formação de vários baixos deposicionais - Brasileiro (ALMEIDA et al., 2000; WANDERLEY et al., 2006).

Figura 7 - Mapa de domínio geotectônico da Bacia do Amazonas.



Fonte: CORDANI et al., 1984.

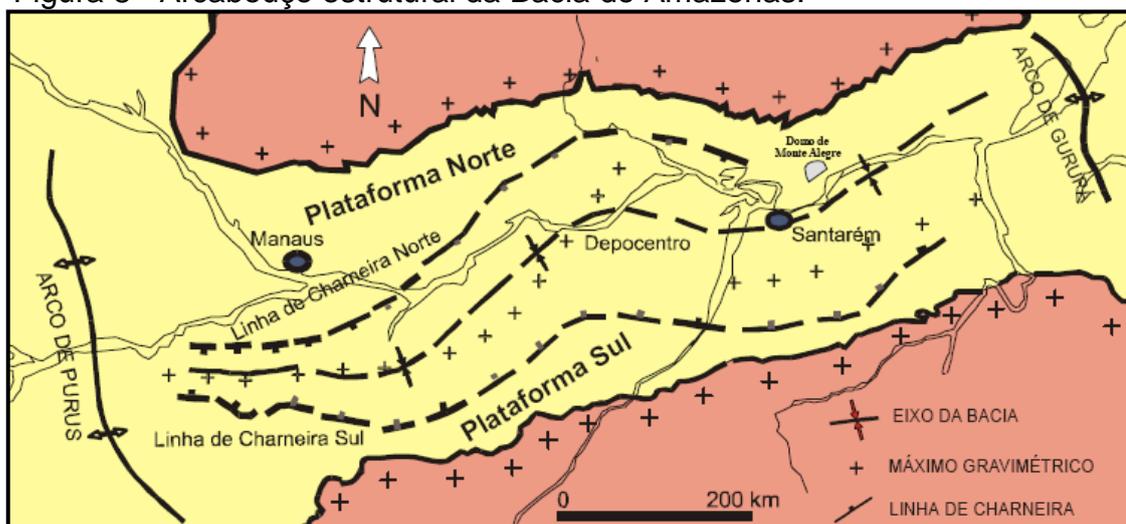
Segundo Cordani et al., (1984) a estruturação do embasamento reflete o arranjo das províncias tectônicas que o compõem. Neste contexto, eles postulam que a região central da bacia está implantada sobre a Província Amazônica Central, composta por rochas graníticas, com orientação e deformação incipiente, uma vez que a mesma, no Eomesoproterozóico já se comportava como região cratônica. Em contrapartida, a Faixa Móvel Maroni-Itacaiúnas, situada a leste da Província Central, composta pela intercalação de sequências metavulcânicas e metassedimentares

deformadas e intrudidas por granitoides durante o Ciclo Transamazônico, apresenta-se intensamente estruturada na direção WNW-ESE.

#### 2.4.2 Arcabouço Estrutural

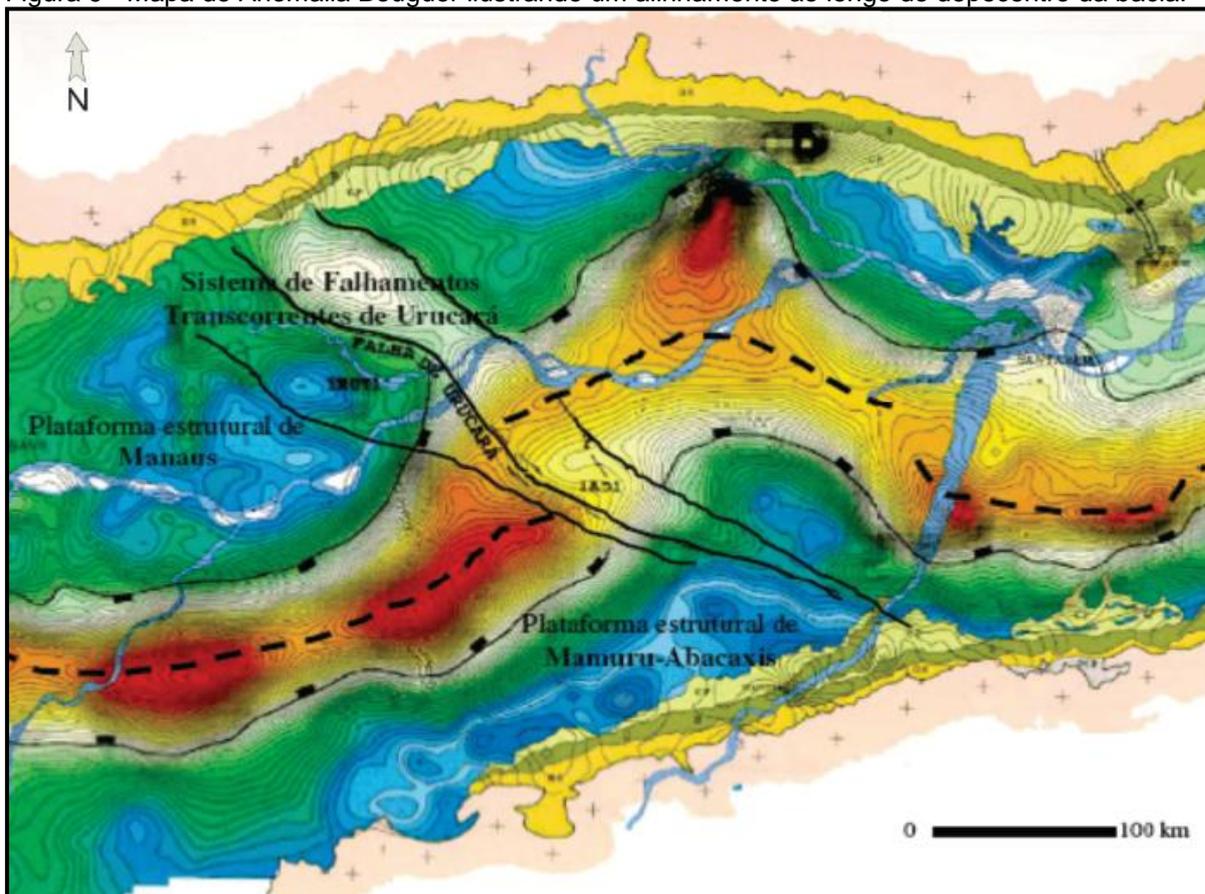
O arcabouço estrutural da bacia é constituído por uma calha central mais profunda, cujo eixo tem direções aproximadas E-W e NE-SW e padrão escalonado em planta, caracterizado por um campo anômalo de máximos gravimétricos (BAHIA e ABREU 1985, COSTA, 2002 e COSTA e HASUI et al., 1997), flanqueada a norte e a sul, por duas grandes áreas de plataforma, que são separadas da calha central por duas linhas de charneiras (Figuras 8 e 9)

Figura 8 - Arcabouço estrutural da Bacia do Amazonas.



Fonte: WANDERLEY FILHO, 1991.

Figura 9 - Mapa de Anomalia Bouguer ilustrando um alinhamento ao longo do depocentro da bacia.



Fonte: COSTA, 2002.

Os arcos regionais que limitam a bacia a leste e a oeste (Arco de Gurupá e Purus, respectivamente), constituem feições marcantes no embasamento, apresentam direção NW, e podem ter sido reativados em diferentes períodos, gerando deformação e controlando a sedimentação na bacia em diferentes idades (WANDERLEY FILHO 1991, 1996; COSTA et al., 2001). Secundariamente, ocorrem lineamentos NE, com origem relacionada a reativações paleozoicas e cenozoicas de antigas estruturas do embasamento.

Também são identificadas discontinuidades e/ou lineamentos de direção NW na seção paleozoica, que são descritos como falhas transcorrentes correlacionáveis a eventos distensivos e que deslocam o eixo do depocentro da bacia (REZENDE e BRITO 1973; WANDERLEY Filho, 1991; COSTA, 2002). Com relação à movimentação dessas falhas, não existe consenso quanto à direção de deslocamento. Para Rezende e Brito (1973) e Wanderley Filho (1991) a

movimentação é dextral, já para Costa (2002) o sistema de falhas Urucará desloca o eixo do depocentro de forma sinistral.

### 2.4.3 Arcabouço Estratigráfico

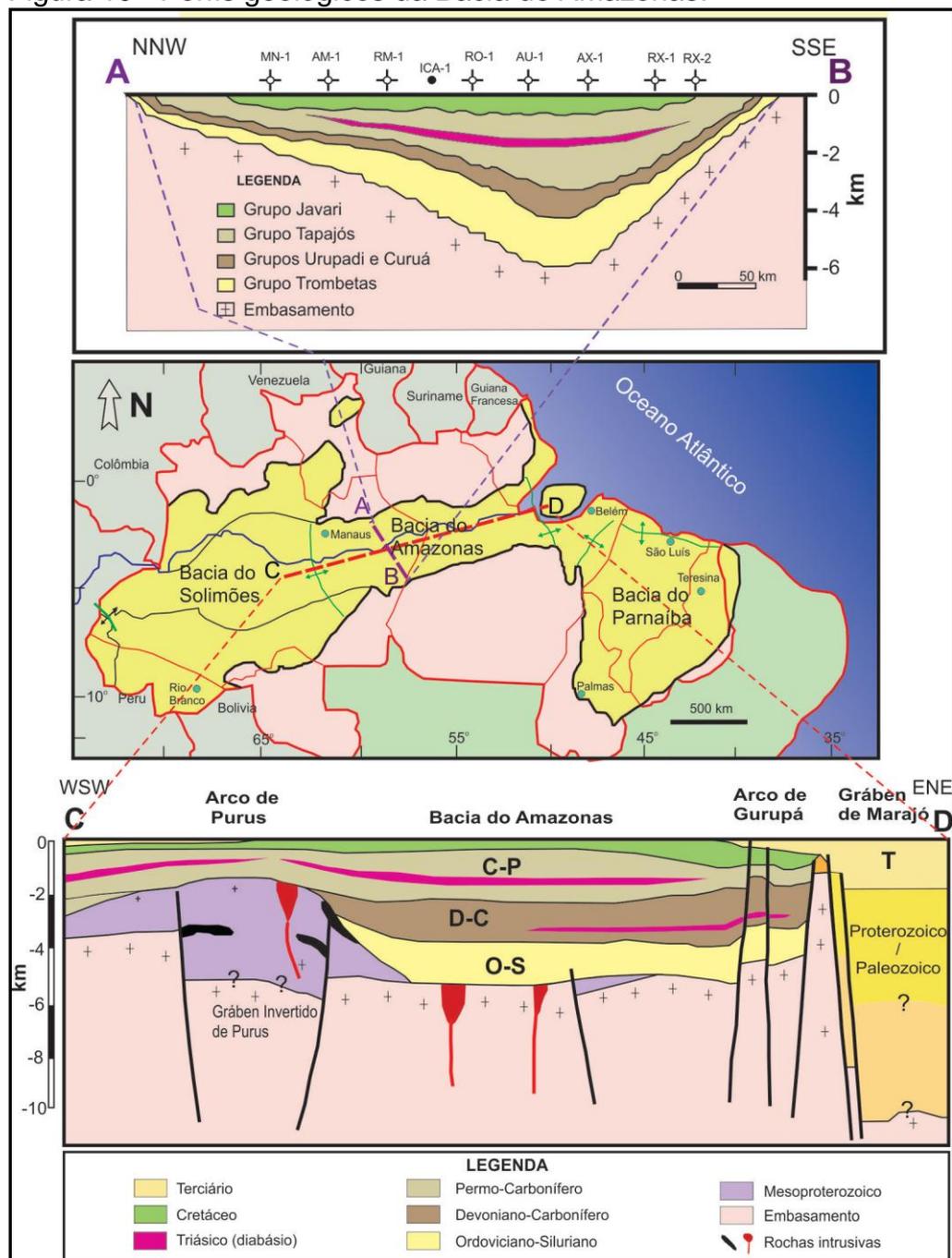
O arcabouço estratigráfico da Bacia do Amazonas é caracterizado por um embasamento composto por rochas metamórficas, metavulcânicas e metassedimentares da Província Maroni-Itacaiúnas, e pelas rochas graníticas e sequências metavulcanossedimentares da Província Amazônia Central, ambas relacionadas ao Paleoproterozóico (CORDANI et al., 1984), bem como pelo preenchimento sedimentar com cerca de 5.000 m de espessura, constituído por duas seções sedimentares fanerozóicas: uma vulcano-clástica paleozóica, e outra clástica, mesozóica/cenozóica (Figuras 10 e 11).

Estudos mais recentes subdividem a seção paleozoica da bacia em três sequências de segunda ordem, limitadas por discordâncias relacionadas a episódios orogênicos (CUNHA et al., 2007). A primeira sequência abrange o intervalo Ordoviciano-Devoniano (Formação Trombetas), a segunda abrange o intervalo Devoniano-Carbonífero (Grupo Urupadi e Curuá) e a terceira abrange o intervalo Neocarbonífero-Neopermiano (Grupo Tapajós).

#### 2.4.3.1 Sequência Ordoviciano-Devoniana

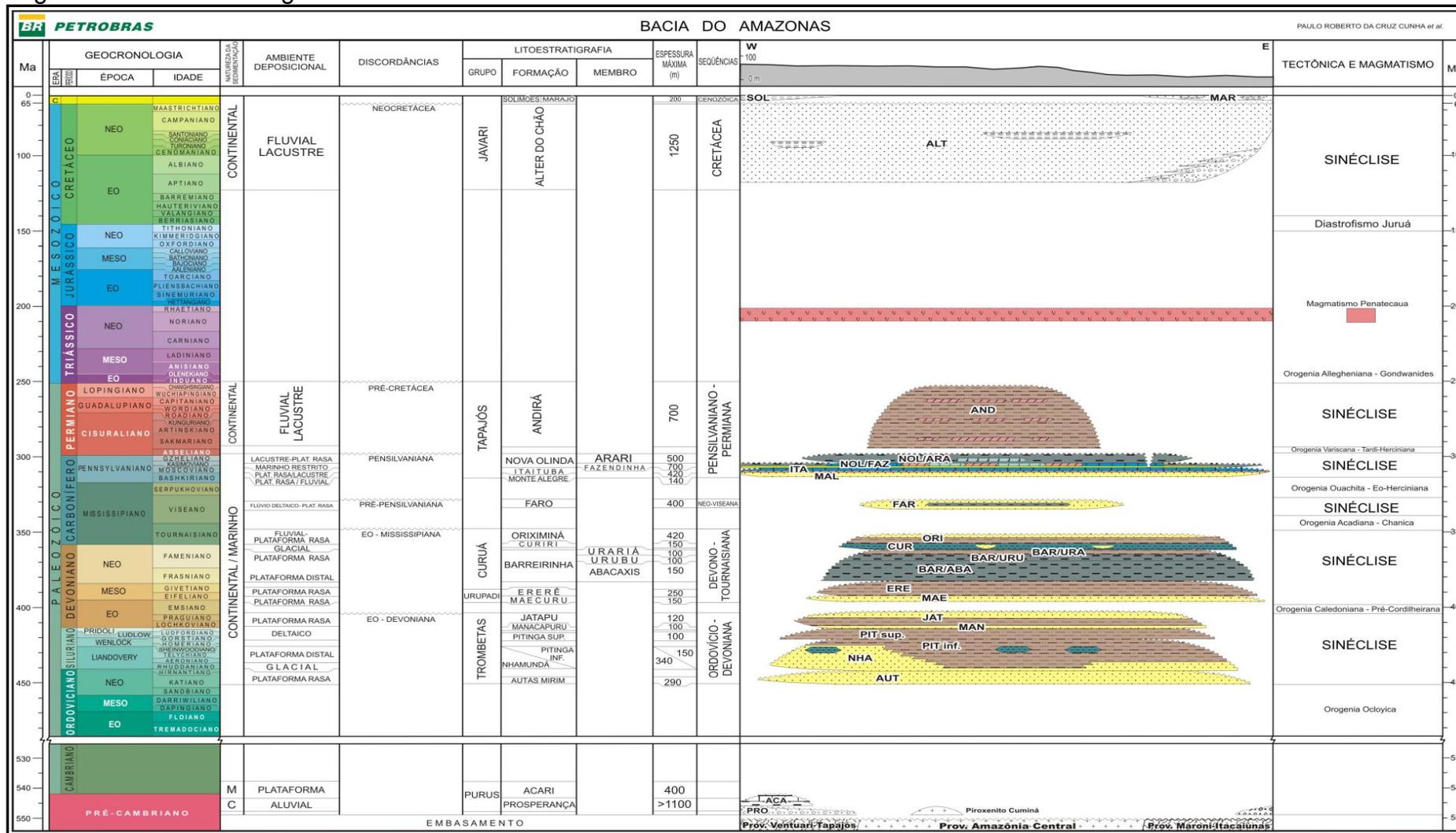
A Sequência Ordoviciano-Devoniano corresponde à fase inicial de deposição na sinéclise. Composta essencialmente por sedimentos clásticos marinhos e glaciais, o início de deposição desta sequência se deu a partir da primeira transgressão marinha paleozoica ocorrida na bacia, proveniente de leste para oeste (EIRAS e MATSUDA, 1995).

Figura 10 - Perfis geológicos da Bacia do Amazonas.



Fonte: Modificado de WANDERLEY FILHO 2001, e AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, ANP 2002 *apud* PEREIRA et al., 2012.

Figura 11 - Carta Estratigráfica da Bacia do Amazonas.



Fonte: CUNHA et al., 2007.

Composta por arenitos e folhelhos neríticos, e por depósitos glaciogênicos do Grupo Trombetas, é parcialmente truncada por uma discordância decorrente da orogenia Caledoniana e corresponde ao primeiro ciclo transgressivo-regressivo na bacia. Segundo Cunha et al., (2007) sua sedimentação foi parcialmente controlada pelo evento glacial ordoviciano-siluriano que afetou grande parte do Supercontinente Gondwana. Estando o fim da deposição associado à Orogenia Tardiocloyica – 400 Ma (*sensu* RAMOS 1988).

#### a) Grupo Trombetas

Compreende as formações: (a) Autás Mirim, composta por arenitos e folhelhos neríticos neo-ordoviciano; (b) Nhamundá, edificada por arenitos neríticos e glaciogênicos eossilurianos; (c) Pitinga, composta por folhelhos e diamictitos marinhos silurianos; (d) Manacapuru, constituída por arenitos e pelitos neríticos neossiluriano/eodevonianos (LUDWIG, 1964 *apud* CUNHA et al., 1984); e (e) Jatapu, anteriormente classificado no antigo Membro Jatapu, da Formação Maecuru (Grupo Urupadi), constituída por arenitos e siltitos marinhos parálicos, de idade eodevoniana (MELO e LOBOZIAK, 2003).

#### 2.4.3.2 Sequência Devoniana-Carbonífera

Esta sequência representa o segundo ciclo transgressivo-regressivo na bacia, com fluxo de invasão marinha proveniente de leste. É composta por sedimentos arenosos e pelitos depositados em condições continentais/deltaicas a plataformais, sedimentos deltaicos e neríticos dominados por tempestades do Grupo Urupadi, e também por folhelhos cinza-escuro a preto (Formação Barreirinha), bem como por diamictitos associados aos folhelhos depositados em contexto glaciomarinho, da Formação Curiri.

Este ciclo é delimitado por uma grande superfície erosiva regional com gênese atribuída à orogenia Tardi-Chamica (SILVA et al., 2003) e registra o período de maior paleobatimetria da história da bacia (MILANI e ZALÁN, 1999).

a) Grupo Urupadi

Compreende as formações: (a) Maecuru, composta de arenitos e pelitos neríticos à deltáicos mesodevoniano (CAPUTO, 1984); e (b) Ererê, constituída por siltitos, folhelhos e arenitos neríticos, parálicos mesodevonianos (MELO e LOBOZIAK, 2003).

b) Grupo Curuá

Compreende as formações: (a) Barreirinha, composta por folhelhos cinza escuro a pretos, ricos em matéria orgânica, depositados durante o principal evento transgressivo neo-frasniano (MELO e LOBOZIAK, 2003; GRADSTEIN et al., 2004); (b) Curiri, composta por folhelhos, siltitos e diamictitos associados à ambiente periglacial, de idade fameniana; (c) Oriximiná, composta por depósitos fluviais arenoso, de idade neo-fameniano/tournaisiano; e (d) Faro, composta por arenitos fluvio-deltáico, de idade Viseano.

#### 2.4.3.3 Sequência Neocarbonífera-Neopermiana

Essa sequência é representada pelo Grupo Tapajós (DAMASCENO, 2000), e marca um novo evento de subsidência na bacia, associado a uma alteração climática significativa, de condições mais frias para mais quente e árido em virtude das mudanças de paleo-latidade dos continentes, o que proporcionou a deposição da sequência químio-evaporítica neocarbonífera-permiana (CUNHA et al., 1994).

A deposição inicia-se com sedimentos clásticos fluviais, eólicos e marinhos, evoluindo para carbonatos e depósitos marinhos lacustre hipersalinos e, posteriormente, clásticos fluvio-lacustres.

Durante este ciclo a ingressão marinha proveniente de Oeste, afogou campos de dunas eólicas da Bacia do Solimões, e recobriu o Arco de Purus, interligando as bacias do Solimões e do Amazonas.

a) Grupo Tapajós

Compreende as formações: (a) Monte Alegre composta por arenitos eólicos e de wadis, intercalados por siltitos e folhelhos associados à interdunas e lagos (COSTA, 1984), de idade neobashkiriana (PLAYFORD e DINO, 2000; MELO e LOBOZIAK, 2003); (b) Itaituba, composta por folhelhos, carbonatos e anidritas de fácies lagunar e marinho rasa/inframaré, de idade neobashkiriana/moscoviana (LEMOS, 1990; PLAYFORD e DINO, 2000); (c) Nova Olinda, composta por calcários, anidritas e halitas de inframaré e planícies associadas à sabkha, de idade moscoviana (LEMOS, 1990; PLAYFORD e DINO, 2000); e (d) Andirá, caracterizada por uma sedimentação continental, formada por siltitos, arenitos e folhelhos avermelhados com escassos níveis de anidrita e calcário. A deposição de *red beds* continentais de idade neopermiana (MILANI e THOMAZ FILHO 2000) fecha este ciclo deposicional, o que segundo Cunha et al., (1994, 2007), indica uma restrição bacinal, provavelmente, associada aos efeitos da orogenia Variscana. Além disso, ocorrem intrusões de corpos magmáticos no Jurássico inferior, associado à extensão regional E-W (MIZUSAKI et al., 1992).

#### 2.4.3.4 Sequência Mesozóica-Cenozóica

A Sequência Mesozóico-Cenozóico é individualizada pelo Grupo Javari, a qual está assentada sobre a superfície de discordância relacionada à Orogenia Gondwanides, marcando o topo do pacote sedimentar paleozoico.

a) Grupo Javari

Compreende as formações: (a) Alter do Chão, composta por arenitos fluviais do Neocretáceo/Neogeno; e (b) Solimões, composta por sedimentos pelíticos com fragmentos de concha e restos de plantas miocênicos.

### **3 FORMAÇÃO BARREIRINHA**

#### **3.1 Definição**

Apesar de Clark & Derby terem feito as primeiras citações a respeito das rochas devonianas<sup>3</sup> da Bacia do Amazonas em 1901, a denominação Folhelho Barreirinha foi empregada pela primeira vez em 1926, por Carvalho e Oliveira.

O termo foi normalizado por Lange (1967) como Membro Barreirinha, pertencente a então Formação Curuá. Posteriormente, Caputo (1984) propôs associar o folhelho da base do Grupo Curuá à Formação Barreirinha.

#### **3.2 Litologia e litoestratigrafia**

A Formação Barreirinha em conjunto com as Formações Curiri, Oriximiná (também pertencentes ao Grupo Curuá), e ainda, as Formações Maecuru e Ererê (pertencentes ao Grupo Urupadi) constituem a Sequência Devono-Tournaisiana da Bacia do Amazonas (CUNHA et al., 2007).

Seu contato com a Formação Ererê é em geral discordante, exceto nas porções centrais da bacia. Já o contato com a Formação Curiri é marcado por uma discordância erosiva.

De uma forma geral, sob o ponto de vista litológico, a Formação Barreirinha é composta por uma espessa sucessão de folhelhos negros, betuminosos, associados ao episódio de máxima transgressão na bacia ocorrido entre o Frasniano e o Fameniano, sendo dividida, da base para o topo, em três Membros: Abacaxis (Seção Basal), Urubu e Urariá (Seção Superior) (Figura 12 e 13).

---

<sup>3</sup>Folhelhos fossilíferos que ocorrem no rio Tapajós, próximo à localidade Barreirinha.

### 3.2.1 Membro Abacaxis

Representa a seção basal da Formação Barreirinha. É composto por folhelhos negros com níveis subordinados de siltitos e arenitos finos, apresenta elevado teor de matéria orgânica e alta radioatividade, sendo considerados os melhores geradores da bacia.

Depositado em regime de sedimentação condensada em ambiente marinho distal e euxínico, esses folhelhos orgânicos correspondem à superfície de inundação máxima (SIM) da Sequência Devono-tournaisiana (CUNHA, 2000).

Varia em espessura de 30 m a 40 m na plataforma e de 150 m a 160 m no depocentro, e caracteriza-se por apresentar altos valores de carbono orgânico total (3-8% COT), e reflectância de vitrinista (%R<sub>o</sub>) superior a 1,4%, potencial de geração (S<sub>2</sub>) variando entre 4 mg HC/g de rocha 20 mg HC/g de rocha, e índice de hidrogênio (IH) variando entre 100 mg HC/g e 400 mg HC/g de COT o que indica predominância de matéria orgânica do tipo II (CAPUTO, 1984, GONZAGA et al., 2000; NEVES, 1990).

### 3.2.2 Membro Urubu

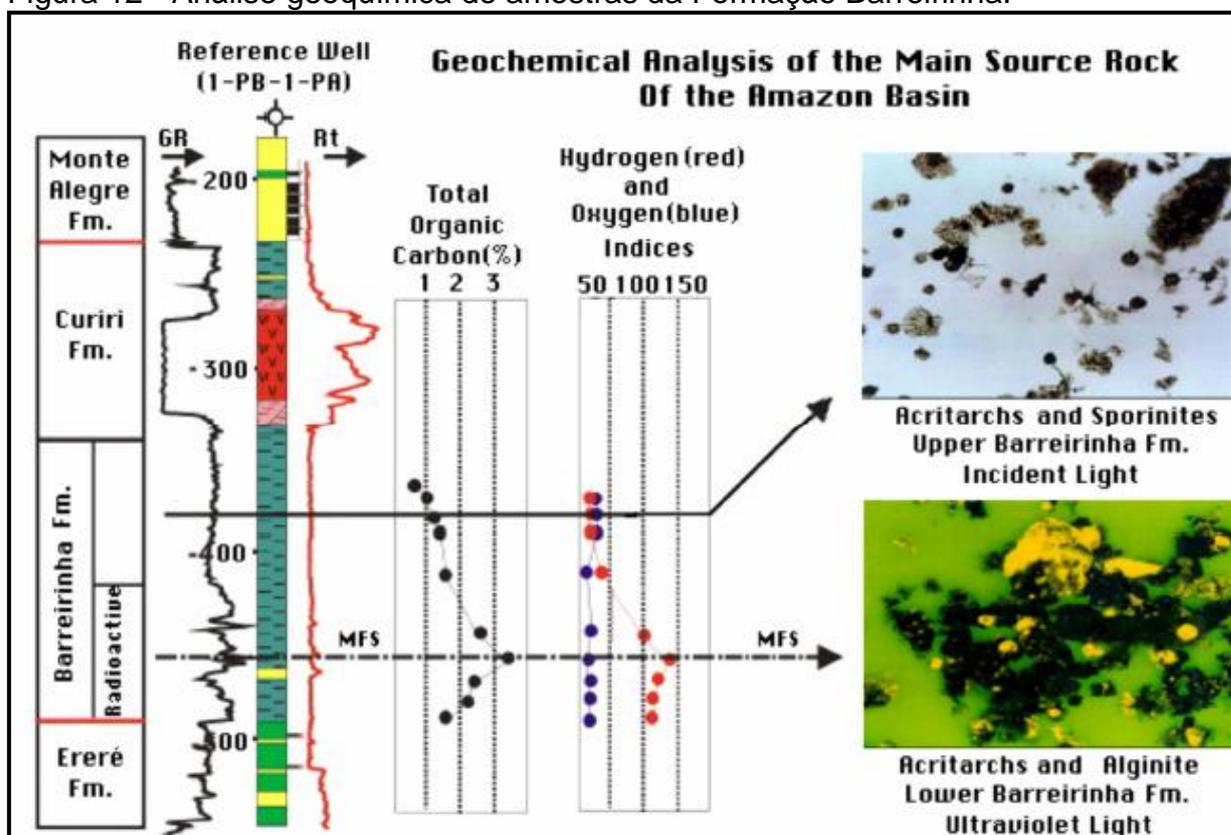
É constituído por folhelhos escuros com níveis subordinados de siltitos. Depositados em ambiente marinho distal passando para raso, no topo, são menos radioativos e menos ricos em matéria orgânica do que o Membro Abacaxis.

### 3.2.3 Membro Urariá

É composto por siltitos e subordinadamente por folhelhos e arenitos, depositado em ambiente marinho francamente regressivo, passando de distal na base, para raso no topo.

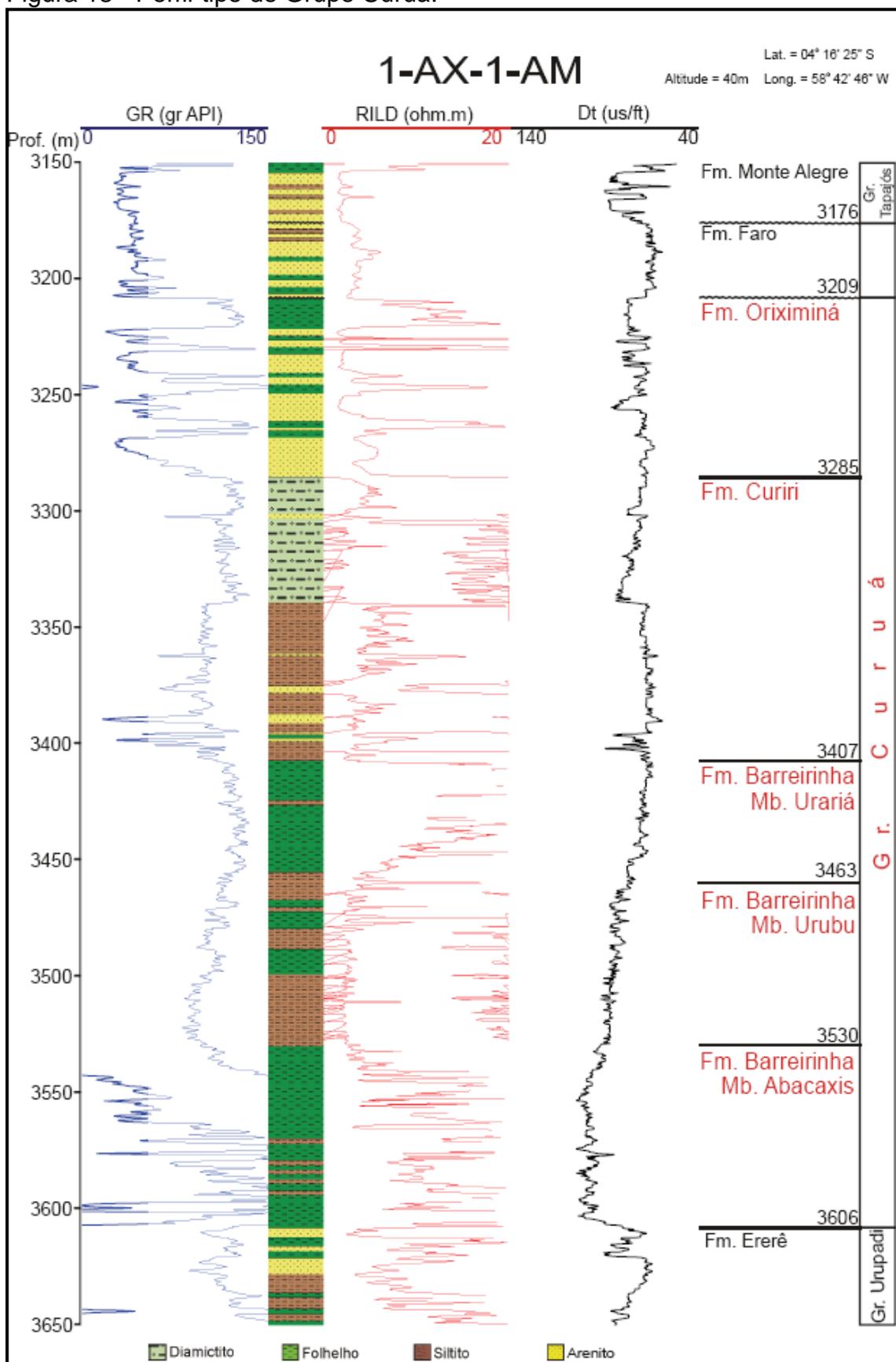
Os Membros Urubu e Urariá representam a Seção Superior desta formação, apresentando baixos valores de radioatividade, espessura média de 30m na margem da bacia, podendo alcançar 150m de espessura no depocentro. Possuem teor de carbono orgânico total (COT) entre 1% e 2%, reflectância de vitrinita (%R<sub>o</sub>) inferior a 0,65%, potencial de geração (S<sub>2</sub>) em torno de 4 mg HC/g de rocha, e valores de índice de hidrogênio (IH) menores que 200 mg HC/g de COT, indicando predominância de matéria orgânica do tipo III (LOBOZIAK et al., 1996).

Figura 12 - Análise geoquímica de amostras da Formação Barreirinha.



Fonte: EIRAS et al., 1998.

Figura 13 - Perfil-tipo do Grupo Curuá.



Fonte: PETROBRAS, 2004.

### **3.3 Idade**

Moura (1932), com base nos fósseis encontrados em afloramentos no Igarapé de São Florêncio, afluente do Tapajós, definiu pioneiramente, a idade devoniana do Folhelho Barreirinha. Posteriormente, a idade Frasniana foi atribuída tendo como base a presença de palinórfos (DAEMON e CONTEIRAS, 1971).

Nova datação foi realizada a partir da identificação de biozonas de quitinozoários (GRAHN Y, 2005; LOBOZIAK et al., 1996). Estes estudos bioestratigráficos definiram a idade da Formação Barreirinha do topo para base como sendo Frasniano/Fameniano Superior.

### **3.4 Arcabouço estratigráfico e ambiente deposicional**

Considerando as premissas da Estratigrafia de Sequência, a Formação Barreirinha pertence à Sequência Devono-Tournaisiana, representado pelas sequências sedimentares depositadas durante o ciclo transgressivo-regressivo instalado na bacia após o fim da Orogenia Caledoniana (ou Pré-Cordilheirana). Juntamente com as formações Curiri, Oriximiná (também pertencentes ao Grupo Curuá), e ainda, as Formações Maecuru e Ererê (pertencentes ao Grupo Urupadi) compõem a segunda sequência paleozoica de segunda ordem da bacia.

Representa um estágio deposicional marinho com incursões glaciais, extensivas às bacias norte-africanas, mas ainda sem conexão direta com a Bacia do Solimões, a oeste (onde, no entanto, existem estratos equivalentes).

O final deste ciclo é marcado por um recuo do nível do mar devido a Orogenia Eo-Herciniana, o qual ocasionou um extenso processo erosivo (CUNHA et al., 1994).

### 3.5 Contexto Exploratório: geração e migração

A Formação Barreirinha alcança condições termais de início de geração em torno de 1800m de profundidade. Estima-se que o início da geração tenha se dado entre o Carbonífero, no depocentro da bacia, e o Permiano, na área da plataforma. Tendo a maior parte da geração de óleo se completado no Eotriássico, com taxa de transformação variando entre 10% e 20% nas plataformas e 95% e 100% nos depocentros.

Neste contexto, a evolução termal da matéria orgânica é função basicamente da subsidência, sendo a contribuição das intrusões de diabásio relevante na maturação da matéria orgânica, somente nas áreas onde os diques e as soleiras estavam próximos a rocha geradora.

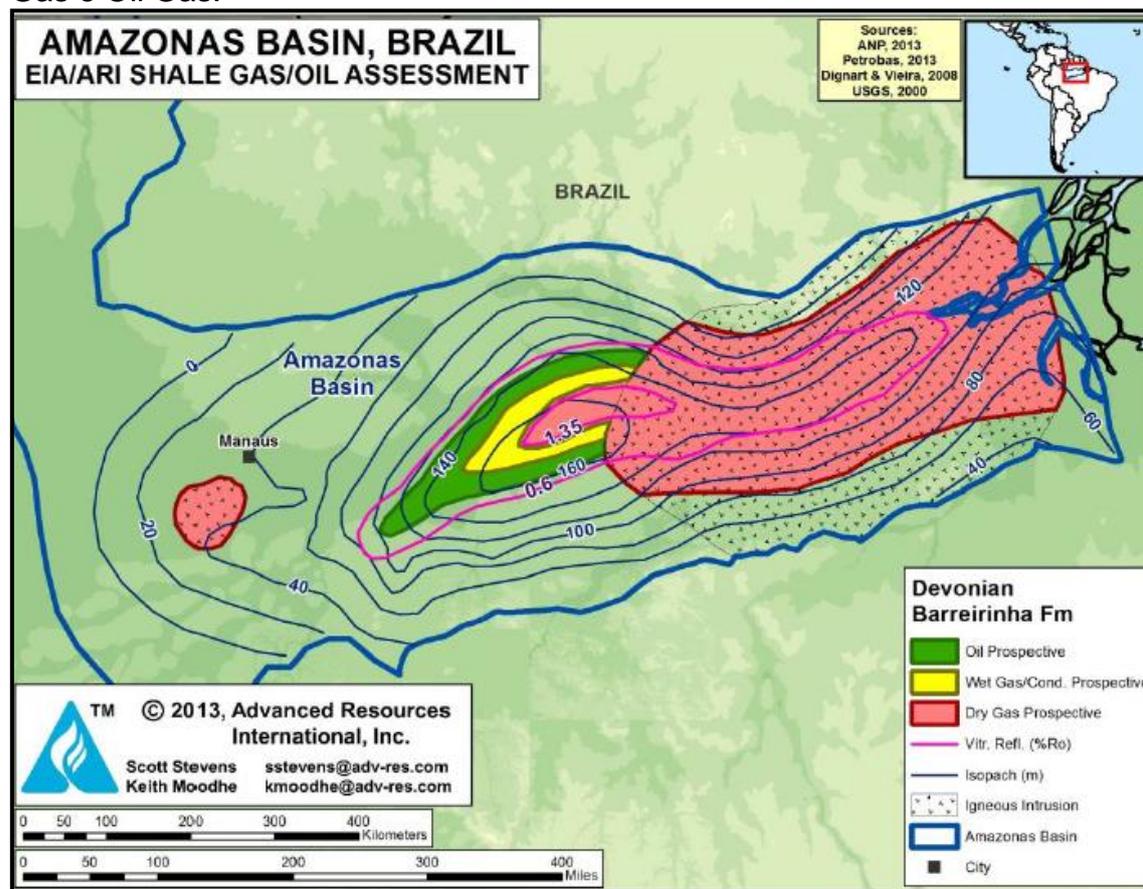
Com relação ao intervalo radioativo da Formação Barreirinha, Gonzaga et al. (2000), considera que a fase principal de migração do petróleo gerado foi alcançada por subsidência entre 300 e 250 Ma (Neocarbonífero/Neopermiano), quando a rocha geradora atingiu taxa de transformação de aproximadamente 50% e nível de maturação (%R<sub>o</sub>) de 0,80%.

### 3.6 Propriedades do reservatório *Shale Gas*

Segundo o relatório da *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment* (2013), a área total prospectiva de folhelho rico em matéria orgânica da Formação Barreirinha é de aproximadamente 139.860 km<sup>2</sup> (Figura 14), dos quais 14.297 km<sup>2</sup> são na janela de óleo; 8.443 km<sup>2</sup> estão na janela de gás úmido e condensado, e 116.265 km<sup>2</sup> está na janela de gás seco. Ocorrem há uma profundidade entre 2.895,6-3.657,6 m, com espessura média variando entre 59 a 68m, 2,5% de COT e porosidade em torno de 4%.

A partir destes dados, estimou-se que os recursos tecnicamente recuperáveis são da ordem de 100 Tcf para *Shale Gas*, com um volume *in place* de 507 Tcf (Tabela 1) .

Figura 14 - Mapa de localização das áreas prospectivas para reservatórios Shale Gas e Oil Gas.



Fonte: ARI, 2013.

Tabela 1 - Propriedade do reservatório *Shale Gas*.

<b>Dados Básicos</b>	<b>Área da Bacia</b>		595697,26km <sup>2</sup>		
	<b>Formação</b>		Barreirinha		
	<b>Idade</b>		Devoniano		
	<b>Ambiente Depositional</b>		Marinho		
<b>Extensão Física</b>	<b>Área prospectiva (km<sup>2</sup>)</b>		14296,73	8443,35	116264,55
	<b>Espessura (m)</b>	<b>Rico organicamente</b>	79,25	91,44	91,44
		<b>Efetivo</b>	59,44	68,58	68,58
	<b>Profundidade (m)</b>	<b>Intervalo</b>	1981-3962	2438-4267	1005,8-4998,7
		<b>Média</b>	2895,6	3505	3657,6
<b>Propriedades do Reservatório</b>	<b>Pressão</b>		Normal	Normal	Normal
	<b>COT médio (%)</b>		2,5	2,5	2,5
	<b>Maturação térmica (%R<sub>o</sub>)</b>		0,85	1,15	1,60
	<b>Conteúdo argiloso</b>		Médio	Médio	Médio
<b>Recursos</b>	<b>Fase Gás</b>		<b>Gás Associado</b>	<b>Gás Úmido</b>	<b>Gás Seco</b>

Fonte: Compilado de EIA, 2013.

## 4 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo será dedicado a revisão de alguns conceitos e fundamentos teóricos utilizados nesta dissertação, com o propósito de facilitar o entendimento dos temas aqui abordados.

### 4.1 Parâmetros petrofísicos das rochas

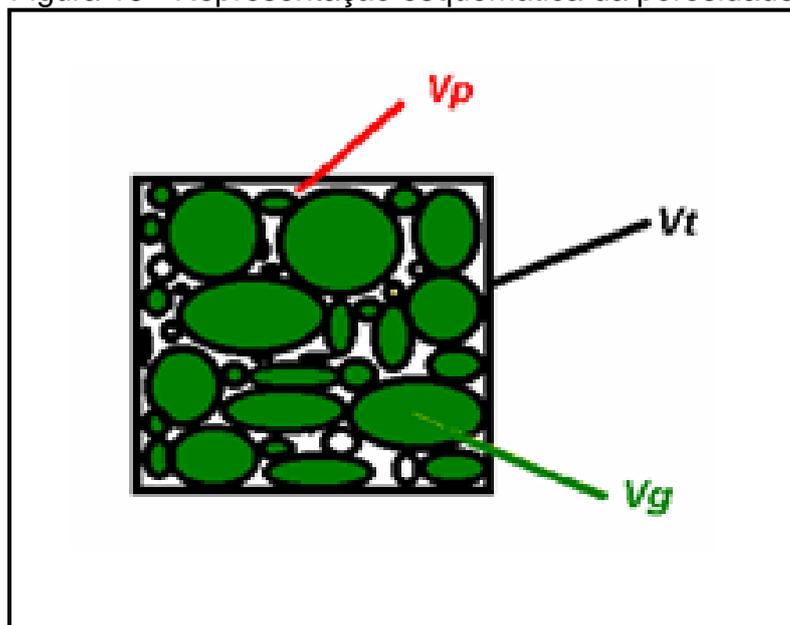
O principal objetivo da caracterização de reservatórios é a construção de um modelo tridimensional das propriedades petrofísicas que possibilite reconhecer e avaliar: reservatório de hidrocarbonetos, rocha fonte, rocha selante e aquíferos. Além disso, os mesmos são de suma importância na estimativa de reserva, gestão e previsão de produção do reservatório.

#### 4.1.1 Porosidade

Porosidade pode ser definida como a fração do volume total de rocha que pode ser preenchido por gás, óleo, água ou pela mistura desses fluidos (Figura 15). Mede diretamente a capacidade de armazenamento de fluido de uma rocha, e pode ser classificada como: absoluta, efetiva, primária e secundária. Matematicamente é expressa da seguinte forma (DONALDSON & TAIB, 2004):

$$\phi = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Figura 15 - Representação esquemática da porosidade.



Onde:

$\phi$  = porosidade (%)

$V_t$  = volume total de rocha

$V_g$  = volume de grãos

$V_p$  = volume de poros

#### 4.1.1.1 Porosidade Absoluta

A porosidade absoluta corresponde à relação entre o volume total de poros (interconectados ou não) e o volume total de rocha. Quanto às formas de ocorrência, a porosidade pode ser classificada em (DONALDSON & TAIB, 2004):

- Interconectada - quando os poros constituem uma fase contínua no meio poroso;
- Estagnada - quando apresentam apenas uma ligação de conexão;
- Não conectada - quando não ocorre ligação entre os poros.

#### 4.1.1.2 Porosidade Efetiva

A porosidade efetiva relaciona os poros interconectados da rocha com o seu volume total, ou seja, representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados através do meio poroso (DONALDSON & TAIB, 2004).

#### 4.1.1.3 Porosidade Primária

A porosidade primária, também chamada de porosidade original, é aquela que se desenvolveu durante a deposição, sendo representada pelos espaços intergranulares. É controlada pelo tamanho, empacotamento, seleção e forma dos grãos, compactação e grau de cimentação (DONALDSON & TAIB, 2004).

#### 4.1.1.4 Porosidade Secundária

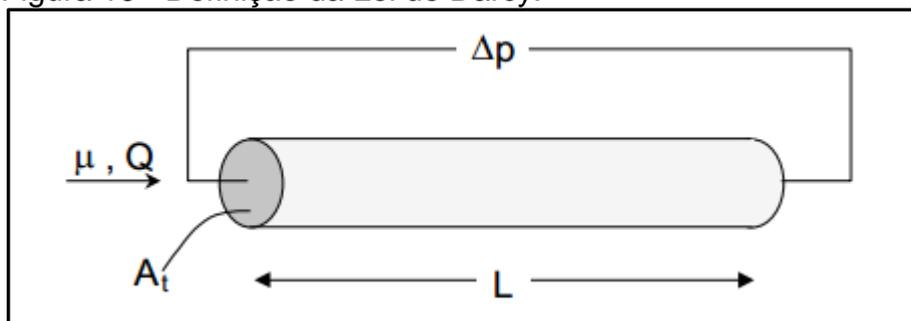
Porosidade secundária é o resultado da atuação dos processos de diagênese e catagênese, que ocorrem logo após a deposição. Neste caso, a magnitude, forma, tamanho e interligação dos poros podem não ter relação direta com a forma dos grãos originais (DONALDSON & TAIB, 2004).

#### 4.1.2 Permeabilidade

É a propriedade de um meio poroso de se deixar atravessar por fluidos sem se deformar estruturalmente ou ocasionar deslocamento relativo das suas partes (Figura 16). Normalmente, expressa em Darcys (D) ou milidarcys (md), a permeabilidade de uma rocha é inversamente proporcional a viscosidade do fluido que a atravessa e depende da sua porosidade efetiva. Portanto, ela é afetada pelo

tamanho, forma e seleção dos grãos, empacotamento, grau de consolidação e cimentação e presença de argila nos espaços intergranulares também afetam a permeabilidade (DONALDSON & TAIB, 2004). A permeabilidade pode ser classificada como: absoluta, efetiva e relativa.

Figura 16 - Definição da Lei de Darcy.



Fonte: DONALDSON & TAIB (2004).

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad (2)$$

Onde:

$k$  = permeabilidade

$q$  = vazão ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )

$\mu$  = viscosidade do fluido (cp)

$L$  = comprimento do meio poroso (cm)

$A_t$  = área da seção transversal ( $\text{cm}^2$ )

$\Delta p$  = diferencial de pressão (atm)

#### 4.1.2.1 Permeabilidade Absoluta

A permeabilidade é dita absoluta quando um único fluido escoar no espaço poroso (DONALDSON & TAIB, 2004). A permeabilidade absoluta raramente é igual em todas as direções, sendo geralmente maior na horizontal do que na vertical.

#### 4.1.2.2 Permeabilidade Efetiva

É a capacidade de escoamento de uma fase fluida em presença de uma ou mais fases (por exemplo, a permeabilidade efetiva de gás num reservatório de água-gás) (DONALDSON & TAIB, 2004). A permeabilidade efetiva é sempre menor do que a permeabilidade absoluta, e muda caso haja alteração na saturação relativa dos fluidos.

#### 4.1.2.3 Permeabilidade Relativa

Corresponde a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta. O cálculo da permeabilidade relativa quantifica o quanto um material permite o fluxo de um fluido em seu interior mediante a presença de outro fluido. (DONALDSON & TAIB, 2004).

#### 4.1.3 Saturação de água ( $S_w$ )

Saturação da água é a relação entre o volume de água contido na rocha e o volume total de poros. Contabilizada em porcentagem, é representada pelo símbolo  $S_w$  e expressa matematicamente por (DONALDSON & TAIB, 2004):

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (3)$$

Onde:

$S_w$  = saturação de água;

$V_w$  = volume de água;

$V_p$  = volume poroso.

#### 4.1.4 Saturação de água irreduzível

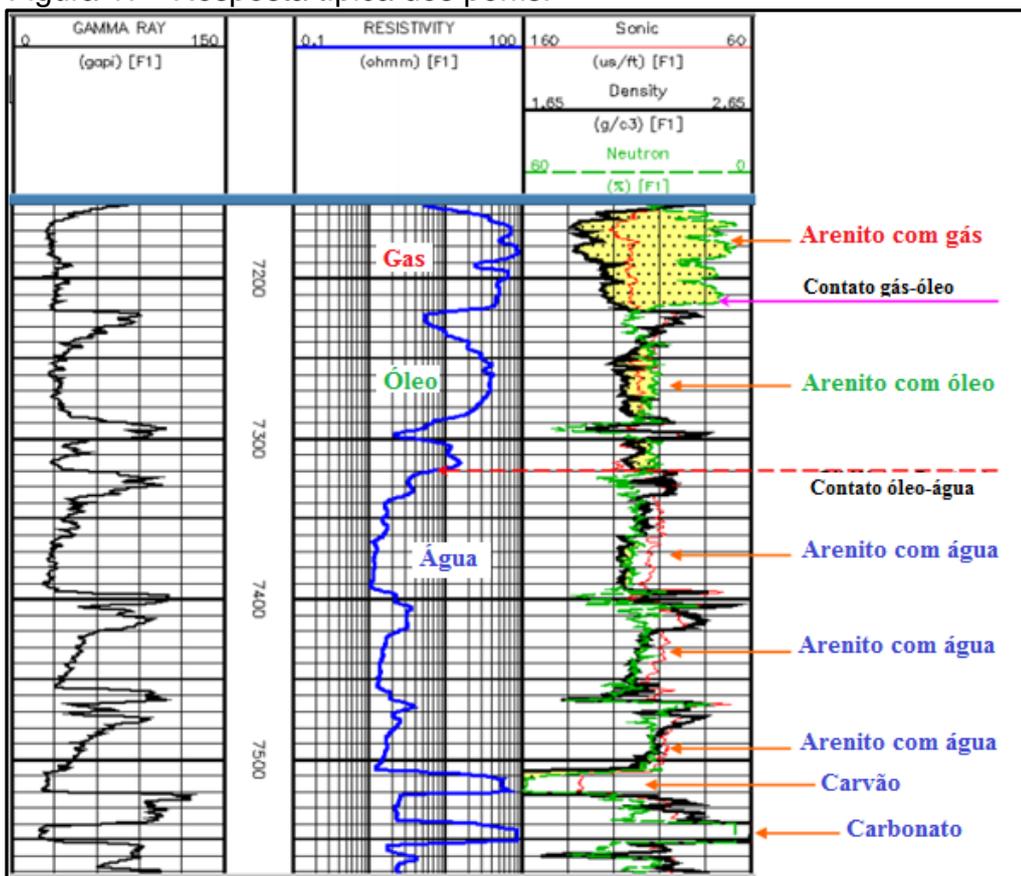
É a fração de água imóvel, adsorvida sobre os grãos da rocha ou aprisionada nas gargantas dos poros. Seu volume depende do tipo de porosidade, tamanho do poro, diâmetro e interconexão dos canais e a natureza dos grãos (DONALDSON & TAIB, 2004).

## 4.2 Perfis geofísicos de poço

A utilização de perfis petrofísicos (Figura 17) é uma das mais eficientes ferramentas disponíveis para avaliar prospectos. Os dados de perfilagem são utilizados para identificar zonas produtoras, determinar profundidade e espessura dessas zonas, distinguir o fluido presente no reservatório (óleo, gás ou água), e para estimar reservas de hidrocarbonetos. Além disso, também é possível confeccionar mapas a partir da interpretação de perfis e definir associações de fácies.

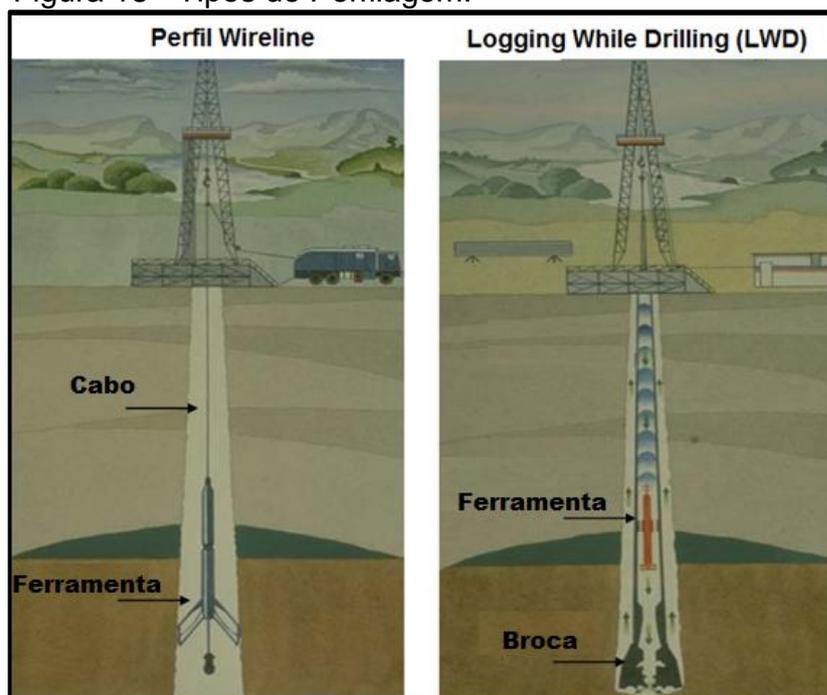
A perfilagem pode ser realizada de duas formas (Figura 18): (1) a cabo, após a perfuração (*wireline logging*); ou (2) com coluna, durante a perfuração (LWD).

Figura 17 - Resposta típica dos perfis.



Fonte: Modificado de SUTİYONO (2011).

Figura 18 - Tipos de Perfilagem.



Fonte: Modificado de SUTİYONO (2011).

#### 4.2.1 Perfil de Raios Gama (RG)

Este perfil registra a radioatividade natural da formação, ou seja, mede a energia das ondas eletromagnéticas emitidas por elementos como  $^{40}\text{K}$ ,  $^{232}\text{U}$  e  $^{238}\text{Th}$ . A escala é em unidade API (*American Petroleum Institute*), e varia entre 0-200 API, conforme a radioatividade natural dos folhelhos e reservatórios do local analisado.

Considerando que os elementos radioativos tendem a concentrar-se na fração argila, o Perfil de Raio Gama mede o conteúdo argiloso da rocha. Assim, folhelhos em geral apresentam resposta relativamente alta de radioatividade, ao contrário de rochas com baixo conteúdo de elementos radioativos, tais como arenitos quartzosos (ASQUITH et al., 2004).

É utilizado principalmente para identificação litológica, determinação do volume de argila da formação, correlação, e para inferir a energia deposicional.

#### 4.2.2 Perfil de Resistividade (Res)

Este perfil mede a resistividade<sup>4</sup> da formação em relação à passagem de uma corrente elétrica. A unidade de medida é ohm.m, apresentado na curva geralmente em escala logarítmica que varia entre 0,2–200 ohm.m.

A resistividade de uma rocha é função da resistividade do fluido presente nos poros, cujo valor irá depender da natureza e concentração dos sais dissolvidos; da quantidade de água presente, da natureza e percentagem das argilas e minerais condutores presentes, e sua distribuição (ASQUITH et al., 2004).

Neste contexto, altos valores de resistividade podem indicar a presença de água doce (em baixas profundidades), óleo, gás ou rocha com baixa porosidade. Baixos valores de resistividade geralmente indicam a presença de água salgada (ASQUITH et al., 2004).

Este perfil é muito útil para a identificação do tipo de fluidos presentes na formação, e como um indicador litológico.

---

<sup>4</sup>Capacidade da formação em resistir à passagem de um fluxo de corrente elétrica.

#### 4.2.3 Perfil de Nêutrons (NPHI)

Este perfil mede a porosidade da rocha em função da quantidade da concentração de hidrogênio existente na rocha.

Durante a perfilagem a ferramenta emite nêutrons de alta energia em direção à formação, os quais colidem com o núcleo dos átomos da formação, perdendo energia (velocidade) a cada colisão. Desta forma, os nêutrons são desacelerados o suficiente para serem capturados pelos núcleos de hidrogênio presentes na água ou nos hidrocarbonetos (massas comparáveis).

A medida que perdem energia, os nêutrons mudam de estágio e se transformam em nêutrons termais, que se dispersam sem perder mais energia até que sejam capturados pela ferramenta. Quanto maior o índice de hidrogênio menor a contagem de nêutrons termais nos receptores, resultando em leituras de porosidade mais elevadas. A escala usualmente varia de -15 a 45% unidades de porosidade (u.p.) (ASQUITH et al., 2004).

Cabe ressaltar que, o perfil de Nêutrons é calibrado para rochas carbonáticas, portanto para avaliação de arenitos deve-se somar 4% à porosidade neutrônica lida (ASQUITH et al., 2004).

Tem como principal função avaliação de porosidade, argilosidade, identificação de zonas de gás (em conjunto com o perfil de densidade), e identificação de litotipos (associado ao perfil de densidade).

#### 4.2.4 Perfil de Densidade (RHOB)

Este perfil mede a densidade da formação. E a partir da associação da densidade da matriz<sup>5</sup>, da rocha<sup>6</sup> e do fluido que preenche os poros, é possível determinar a porosidade.

---

<sup>5</sup> Densidade da matriz – densidade dos grãos + densidade do cimento.

<sup>6</sup> Densidade da rocha – densidade da matriz + densidade dos poros.

Pode também ser empregado na identificação de zonas de gás em conjunto com o perfil de Nêutrons, avaliação de arenitos argilosos, definição litológica, identificação de minerais pesados e correlação. A escala do perfil normalmente é linear, variando de 2,0 a 3,0 g/cm<sup>3</sup>. Para cada decréscimo de 0,05 g/ g/cm<sup>3</sup>, a porosidade aumenta em 3% (ASQUITH et al., 2004).

#### 4.2.5 Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico registra o tempo que uma onda sonora compressional leva para percorrer a distância de um pé na formação, que é denominado tempo de trânsito ( $\Delta t$ ), cuja unidade é  $\mu\text{seg}/\text{ft}$  (ASQUITH et al., 2004).

O tempo de trânsito é função direta da litologia e da porosidade: quanto maior o  $\Delta t$ , maior a separação entre os grãos, portanto, maior a porosidade, sendo a recíproca verdadeira. Geralmente utiliza-se uma escala que varia de 140 a 40  $\mu\text{s}/\text{ft}$  ou 240 a 40  $\mu\text{s}/\text{ft}$  (ASQUITH et al., 2004).

O perfil sônico é utilizado principalmente para determinar a porosidade, checar a seção sísmica e correlação com outros poços, e na definição litológica.

### 4.3 **Geoquímica orgânica**

A Geoquímica Orgânica é uma ferramenta utilizada nos estudos de exploração e produção de hidrocarbonetos. A partir dos dados geoquímicos é possível se determinar a origem da rocha fonte, avaliar sua produtividade, eficiência de expulsão, e os fenômenos de migração. Ao mesmo tempo, este método de pesquisa pode fornecer a caracterização genética de hidrocarbonetos, detecção de alteração e diferença de conteúdo molecular (composto aromáticos, compostos polares ricos em nitrogênio, enxofre e oxigênio, entre outros).

#### 4.3.1 Carbono orgânico total (COT)

Carbono orgânico total (%COT) fornece informações sobre a quantidade de carbono orgânico presente nos sedimentos, em relação à fração mineral. Considera-se tanto a matéria orgânica insolúvel (querogênio), quanto a solúvel (betume), e reflete as condições de produção e preservação no ambiente deposicional (KILLOPS & KILLOPS, 1994). Os valores médios de COT para folhelhos geradores são de 2% (em massa), sendo os valores mínimos aceitáveis de 1% para folhelhos betuminosos e 0,5% para folhelhos carbonáticos (Tabela 2) (PETERS & CASSA, 1994).

Tabela 2 - Classificação do potencial petrolífero da rocha em função do teor do COT (%).

Potencial de Geração de Hidrocarboneto	COT (%)
Baixo	0 - 0,5
Médio	0,5 – 1,0
Alto	1,0 – 2,0
Muito alto	2,0 – 4,0
Excelente	> 4,0

Fonte: PETERS & CASSA, 1994.

#### 4.3.2 Maturação térmica

Na exploração de hidrocarbonetos é de suma importância determinar a temperatura máxima a qual a rocha fonte foi submetida. Geralmente este parâmetro é determinado a partir da Reflectância da Vitrinita (%R<sub>o</sub>).

Maturação térmica é o índice utilizado para identificar se a matéria orgânica é propensa a gerar óleo ou gás, onde R<sub>o</sub>> 1% representa pico de geração de óleo, e R<sub>o</sub>> 1,3% é a fase de geração de gás.

Nos principais reservatórios *Shale Gas* dos EUA os valores de  $R_o$  variam entre 0,4% e 4,0%, o que evidência um ciclo completo do processo de conversão da matéria orgânica em hidrocarboneto.

#### 4.3.3 Pirólise de Rock-Eval

Desenvolvida por Espitalié et al. (1977), a pirólise Rock-Eval é uma técnica utilizada para identificar o tipo e o grau de maturação da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares, e para quantificar o seu potencial de geração de hidrocarbonetos.

Consiste na simulação, em condições de laboratório, do processo natural de meta/catagênese da matéria orgânica e a geração de petróleo. Pequenas amostras de rocha são aquecidas em um microforno com atmosfera inerte para que não ocorra combustão, com taxa de aquecimento de 25°C/min, e temperatura máxima de 600°C. Durante o processo de aquecimento, são liberados, sucessivamente, os hidrocarbonetos livres existente na amostra e o gás carbônico gerado pelo craqueamento térmico do querogênio (matéria orgânica insolúvel presente nas rochas sedimentares). Estes gases são registrados por uma unidade analógica-digital sob a forma de um programa, no qual podem ser observados os três picos, denominados de  $S_1$ ,  $S_2$  e  $S_3$  (ESPITALIÉ et al., 1985). Além do pirograma, esta análise fornece a temperatura em que ocorre o máximo de geração de hidrocarboneto ( $T_{max}$ ) (TISSOT & WELTE, 1984).

a) Pico  $S_1$  - equivale à quantidade (mgHC/gRocha) de hidrocarbonetos livres que podem ser extraídos normalmente por solventes orgânicos.

b) Pico  $S_2$  - corresponde à quantidade (mg HC/gRocha) de hidrocarbonetos liberados pelo craqueamento térmico do querogênio, sendo denominado de potencial gerador e correspondendo à quantidade de petróleo que a rocha analisada

teria condição de produzir caso submetida às condições de soterramento adequadas.

- $S_2 < 2,0$  = baixo potencial gerador
- $2,0 < S_2 < 5,0$  = moderado potencial gerador
- $5,0 < S_2 < 10$  = bom potencial gerador
- $S_2 > 10$  = excelente potencial gerador

c) Pico  $S_3$  - representa a quantidade de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio ( $mgCO_2/gRocha$ ),.

d) Índice de Produção (IP) – este parâmetro é definido pela relação  $[S_1/S_1+S_2]$ , é um indicador do avanço do processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora. Baixos valores indicam matéria orgânica imatura ou senil. Valores elevados indicam estágio maturo ou contaminação por migração de hidrocarbonetos ou aditivos de perfuração. O IP aumenta progressivamente com a profundidade e associado à geração de hidrocarbonetos (PETERS, 1986).

- $IP < 0,4$ - rocha imatura
- $0,4 < IP < 1$  – rocha matura
- $IP > 1$  – rocha supermatura

e)  $T_{max}$  - temperatura (em  $^{\circ}C$ ) em que ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos pelo craqueamento do querogênio, reflete o grau de evolução térmica da matéria orgânica, sendo usada como parâmetro de maturação.

- $T_{max} < 435-440^{\circ}\text{C}$  - rocha imatura
- $T_{max}$  entre  $445-450^{\circ}\text{C}$  – rocha madura
- $T_{max} > 450^{\circ}$  - rocha senil

f) Índice de Hidrogênio (IH) – este parâmetro é obtido a partir da razão  $[\text{S}_2/\text{COT} \times 100]$  (mgHC/gCOT), e fornece o potencial de geração da matéria orgânica.

- $\text{IH} < 200$  = potencial para gás
- $200 < \text{IH} < 300$  = potencial para gás e condensado
- $\text{IH} > 300$  = potencial para óleo

g) Índice de Oxigênio (IO) – este parâmetro é obtido a partir da razão  $[\text{S}_3/\text{COT} \times 100]$  (mgCO<sub>2</sub>/gCOT). Mede a riqueza de oxigênio de uma rocha fonte e pode ser usado em conjunto com o índice de hidrogênio para avaliar a qualidade e maturação térmica da rocha fonte. Valores elevados ( $> 50$  mg /g) são característicos dos hidrocarbonetos imaturos.

h) Tipo de querogênio - querogênio é a fração da matéria orgânica sedimentar (dispersa ou concentrada) insolúvel nos solventes orgânicos comuns, sendo formado a partir dos restos de microorganismos marinhos e lacustres, plantas e animais e quantidades variáveis de detritos terrígenos em sedimentos (DURAND & MONIN, 1980)

Hunt (1996) classificou os tipos de querogênio de acordo com a relação atômica de hidrogênio e carbono (H/C) e oxigênio para carbono (O/C), como descrito na Tabela 3.

Tabela 3 - Classificação do querogênio.

	<b>Origem</b>	<b>IH (mgHC/gCOT)</b>	<b>IO (mgCO<sup>2</sup>/gCOT)</b>	<b>Hidrocarboneto</b>
<b>Tipo I</b>	Lacustre	>600	<100	Óleo
<b>Tipo II</b>	Marinha	400-600	<100	Óleo e Gás
<b>Tipo III</b>	Terrestre	<300	>100	Gás

Fonte: HUNT, 1996.

Cabe ressaltar que, estes valores se referem apenas a rochas geradoras imaturas, uma vez que com o avanço do processo de maturação, os valores de IH e IO tendem a zero.