



Universidade Federal do Pará



Faculdade de Geologia



Instituto de Geociências

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

RAFAEL MARTINS MARQUES

BACIA DO PARNAÍBA:
ESTADO ATUAL DO CONHECIMENTO E
POSSIBILIDADES PARA A PRODUÇÃO DE GÁS
NATURAL

GEOCIÊNCIAS
U F P A

BELÉM – PARÁ

FEVEREIRO – 2011

RAFAEL MARTINS MARQUES

BACIA DO PARNAÍBA:
ESTADO ATUAL DO CONHECIMENTO E
POSSIBILIDADES PARA A PRODUÇÃO DE GÁS
NATURAL

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Faculdade de
Geologia da Universidade Federal do
Pará – UFPA, em cumprimento às
exigências para obtenção do grau de
Bacharel em Geologia.
Orientador: Prof. Dr. Estanislau
Luczynski.

BELÉM

2011

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro Garcia de Montalvão

M357b Marques, Rafael Martins

Bacia do Parnaíba: estado atual do conhecimento e possibilidades para a produção de gás natural / Rafael Martins Marques; Orientador: Estanislau Luczynski – 2011

92 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, Quarto Período de 2010.

1. Bacia sedimentar. 2. Bacia do Parnaíba. 3. Gás Natural
4. Maranhão. I. Luczynski, Estanislau. II. Universidade Federal do Pará.

CDD 20^o ed.: 553.285098121

RAFAEL MARTINS MARQUES

BACIA DO PARNAÍBA:
ESTADO ATUAL DO CONHECIMENTO E
POSSIBILIDADES PARA A PRODUÇÃO DE GÁS
NATURAL

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Faculdade de
Geologia da Universidade Federal do
Pará – UFPA, em cumprimento às
exigências para obtenção do grau de
Bacharel em Geologia.

Data de aprovação: ____/____/____

Conceito: _____

Banca examinadora:

Prof. Estanislau Luczynski.-Orientador
Doutor em Interunidades em Energia
Universidade Federal do Pará

Prof. Francisco de Assis Matos de Abreu
Doutor em Geologia
Universidade Federal do Pará

Prof. André Montenegro Duarte
Doutor em Geologia e Geoquímica
Universidade Federal do Pará

***A minha mãe, Mara Martins, pelo amor incondicional.
Ao meu pai, Ricardo Marques, pelo apoio incomensurável.***

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por estar vivo e vivendo este momento tão importante em minha vida.

Ao meu orientador, Estanislau Luczynski, pela disponibilidade e oportunidade, quando aceitou me orientar no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço especialmente a uma pessoa que infelizmente não está mais entre nós, meu avô Jediael Marques, pela enorme contribuição em minha vida.

Ao meu pai, por me dá grandes oportunidades, e me apoiar durante todas as etapas do curso, e também pelos seus profundos ensinamentos.

A minha mãe, pelos cuidados, pela educação, pelo amor...

Aos meus tios, Marcelo e Joana, pelo acolhimento nos momentos iniciais desta batalha.

A minha linda e amada, Angélica, pelo amor e companheirismo em todos os momentos.

Ao professor, Vladimir Távora, pelas oportunidades que me dera como bolsista do Programa de Educação Tutorial.

Aos meus irmãos, Junior e Rodrigo, pelo amor.

A todos meus familiares, em especial, minhas avós, Maria e Leila.

A Rosangela e ao Marconis, pelo apoio e compreensão na convivência com um quase filho.

Aos meus amigos e colegas de turma, Leonardo Bruno, Cesar Cardoso, Paulo Henrique, Francisco Abrantes, Hudson Santos, Lucios Kleber, Jardel Mesquita, Cleber Cascão, Rudson Fonseca, Max, Thiago, Renan, Verena, Érica e Débora pelos momentos felizes que passamos juntos durante estes cinco anos.

Aos meus amigos, Felipe e Thiago, pela amizade mesmo depois dos tempos de falidos colégios.

Enfim, a todos que me incentivaram para a conclusão deste curso, que não é fácil.

“A natureza é uma esfera infinita onde o centro está em toda a parte e a circunferência, em lugar nenhum”.

Blaise Pascal, Matemático e Filósofo francês.

RESUMO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresenta uma revisão de parte do conhecimento geológico a respeito da bacia do Parnaíba e, ao mesmo tempo, aplica as informações expostas em uma situação de produção de hidrocarbonetos, especialmente gás natural.

A bacia do Parnaíba está localizada na região nordeste ocidental do território brasileiro, ocupando grandes áreas nos estados do Maranhão e Piauí, e pequenas faixas do leste do Pará, oeste do Ceará e norte do Tocantins. A bacia é composta por sedimentos depositados do Ordoviciano ao Terciário e rochas intrusivas e extrusivas, relacionados a eventos magmáticos de idades jurotriássica a eocretácea. Os primeiros estudos na bacia do Parnaíba datam de 1940 e se prolongam até os dias atuais devido à concessão de áreas para exploração, segundo a Lei 9478. Estudos anteriores a Nova Lei do Petróleo (9478) apontam a bacia como de interesse para a geração e/ou produção de hidrocarbonetos.

Com base no conhecimento atual, o interesse é mantido, porém ainda são necessários mais estudos geológicos para que verdadeiro ambiente geracional ou produtor seja conhecido, para só então, o aproveitamento possa ser considerado. Para o estado do Pará, a produção da bacia do Parnaíba chama a atenção devido a proximidade e a possibilidade de aproveitamento de gás natural (GN) para abastecimento de grandes consumidores de energia, especialmente aqueles relacionados à indústria mineral.

Palavras-chave: *bacia sedimentar, bacia do Parnaíba, gás natural (GN), Maranhão.*

ABSTRACT

The aim of this work is to review the geological literature written about bacia do Parnaíba (Parnaíba basin). The data obtained from review are applied to an oil industry scene, focusing natural gas production. Bacia do Parnaíba has sediments of the Ordovician to the Tertiary intrusive and extrusive rocks, related magmatic events.

Previous geological works point to bacia do Parnaíba as a potential hydrocarbon target, even an oil-gas pod. However, geoscientists want to increase the geological information about the basin and its hydrocarbon generation environment. Nowadays, whole geological data available need to be renewed, thus they can provide a new interpretation of sedimentary and structural evolution, geological settings and framework. Geological data are an essential tool for oil industry and, in a lack of basin data any exploitation is delayed or postponed. The Bill 9478 (new petroleum law) and its biddings restarted the geological surveying about the Brazilian sedimentary basins. However, due the successful exploration of offshore basins the onshore ones were out of sight.

The last part of this work deals with natural gas (NG) production of bacia do Parnaíba and the potential utilization by Para's energy market. It will be interesting to Para state because its proximity and the NG would be consumed at state's mineral industry as a heat and electricity source, both of them based on natural gas of such basin.

Keywords: *sedimentary basin, Parnaíba basin (bacia do Parnaíba), natural gas (NG), Maranhão.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01	Mapa de localização da Bacia do Parnaíba.....	13
Figura 02	Limites geológicos da Bacia do Parnaíba.	15
Figura 03	Mapa de localização dos blocos exploratórios oferecidos pela ANP, em destaque bloco PN-T-68.....	16
Figura 04	Feições estruturais da Bacia do Parnaíba.....	19
Figura 05	Distribuição dos elementos que definem os lineamentos Transbrasiliano e Picos-Santa Inês.....	20
Figura 06	Seções geológicas mostrando algumas feições estruturais características da Bacia do Parnaíba.....	21
Figura 07	Mapa esquemático das feições grabeniformes precursoras da Bacia do Parnaíba.....	23
Figura 08	Seção sísmica 59-RL-89, ilustrando uma feição grabeniforme, precursora da Bacia do Parnaíba.....	24
Figura 09	Seção sísmica 218-RL-01, ilustrando a tectônica eo-carbonífera..	25
Figura 10	Seção sísmica 58-RL-210 ilustrando a tectônica neocomiana.....	26
Figura 11	Limites da “Bacia do Grajaú”, ou limites dos sedimentos da seqüência cretácea da Bacia do Parnaíba.....	27
Figura 12	Coluna estratigráfica da Bacia do Parnaíba.....	29
Figura 13	Mapa de isópacas da Formação Ipu.....	31
Figura 14	Mapa de isópacas da Formação Tianguá.....	33
Figura 15	Mapa de isópacas da Formação Jaicós.....	35
Figura 16	Mapa de isópacas do Grupo Canindé.....	36
Figura 17	Mapa de isópacas da Formação Itaim.....	38
Figura 18	Mapa de isópacas da Formação Pimenteiras.....	40
Figura 19	Mapa de isópacas da Formação Cabeças.....	42
Figura 20	Mapa de isópacas da Formação Longá.....	44
Figura 21	Mapa de isópacas da Formação Poti.....	46
Figura 22	Mapa de isópacas da Formação Piauí.....	48
Figura 23	Mapa de isópacas da Formação Pedra de Fogo.....	50
Figura 24	Mapa de isópacas da Formação Motuca.....	52
Figura 25	Mapa de isópacas da Formação Sambaíba.....	54
Figura 26	Mapa de isópacas da Formação Mosquito.....	55

Figura 27	Mapa de isópacas das Formações Pastos Bons e Corda.....	57
Figura 28	Mapa de isópacas da Formação Grajaú.....	59
Figura 29	Mapa de isópacas da Formação Codó.....	61
Figura 30	Mapa de isópacas da Formação Itapecuru.....	63
Figura 31	Aumento gradativo da reflectância da vitrinita nas proximidades da intrusão de diabásio.....	66
Figura 32	Diagrama de eventos para Bacia do Parnaíba.....	67
Figura 33	Áreas favoráveis para geração de hidrocarbonetos.....	67
Figura 34	Blocos exploratórios arrematados na nona rodada de licitações com especificação das operadoras principais de cada um.....	70
Figura 35	Mapa de linhas sísmicas e poços perfurados na Bacia do Parnaíba.....	73
Figura 36	Gasoduto Meio Norte (TMN).....	82

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	OBJETIVOS	17
3	MATERIAL E MÉTODOS	17
4	GEOLOGIA REGIONAL	18
4.1	ARCABOUÇO TECTÔNICO E ESTRUTURAL.....	18
4.2	EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR.....	22
4.3	ESTRATIGRAFIA.....	28
4.3.1	Seção Rifte	30
4.3.2	Grupo Serra Grande	30
4.3.2.1	Formação Ipu.....	30
4.3.2.2	Formação Tianguá.....	32
4.3.2.3	Formação Jaicós.....	34
4.3.3	Grupo Canindé	36
4.3.3.1	Formação Itaim.....	37
4.3.3.2	Formação Pimenteiras.....	39
4.3.3.3	Formação Cabeças.....	41
4.3.3.4	Formação Longá.....	43
4.3.3.5	Formação Poti.....	45
4.3.4	Grupo Balsas	47
4.3.4.1	Formação Piauí.....	47
4.3.4.2	Formação Pedra de Fogo.....	49
4.3.4.3	Formação Motuca.....	51
4.3.4.4	Formação Sambaíba.....	53
4.3.5	Magmatismo Juro-Triássico	55
4.3.5.1	Formação Mosquito.....	55
4.3.6	Grupo Mearim	56
4.3.6.1	Formação Pastos Bons.....	56
4.3.6.2	Formação Corda.....	56
4.3.7	Magmatismo Eocretáceo	58
4.3.7.1	Formação Sardinha.....	58
4.3.8	Formações Grajaú-Codó-Itapecuru e Urucuaia-Aerado	58

4.3.8.1	Formação Grajaú.....	58
4.3.8.2	Formação Codó.....	60
4.3.8.3	Formação Itapecuru.....	62
4.3.8.4	Formação Aerado.....	62
4.3.8.5	Formação Urucuia.....	62
4.4	SISTEMAS PETROLÍFEROS.....	64
5	HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	68
6	ESTADO ATUAL DOS TRABALHOS.....	72
7	PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO.....	74
7.1	ASPECTOS GERAIS DO PROCESSO DE CONCESSÃO DE BLOCOS EXPLORATÓRIOS.....	74
7.2	AS PERSPECTIVAS PARA A BACIA DO PARNAÍBA.....	76
7.2.1	A introdução do Gás Natural no estado do Pará.....	79
7.2.1.1	Aplicações do gás natural.....	79
7.2.1.2	Estado do Pará e o gás natural.....	80
8	COMENTÁRIOS FINAIS.....	84
9	BIBLIOGRAFIAS.....	88
	ANEXO A.....	92
	ANEXO B.....	93

1 INTRODUÇÃO

A Bacia do Parnaíba, antes denominada Bacia do Maranhão, insere-se na Província Estrutural Parnaíba (HASUI; ABREU; VILLAS, 1984), situa-se na região nordeste ocidental do território brasileiro, ocupando grandes áreas nos estados do Maranhão e Piauí, e pequenas faixas do leste do Pará, oeste do Ceará e norte do Tocantins. Possui forma elipsoidal, com o diâmetro maior orientado no sentido NE-SW, medindo cerca de 1.000 km, e o diâmetro menor, ortogonal ao primeiro atingindo cerca de 800 km. (Figura 1)

A espessura da coluna sedimentar é de aproximadamente 3.500 m no depocentro da bacia, sobre os grábens. Com base nas seções geológicas, infere-se que fora destes, a espessura média da bacia está próxima de 2.000 m (ARCE *et al.*, 2006). Possui estratos correlacionados com outras bacias (Gabão, Gana), que permitem afirmar que a Bacia do Parnaíba ocupou uma área duas a três vezes maior do que a atual, tendo sido erodida em sua periferia (CAPUTO; LIMA, 1984 e DELLA FÁVERA, 2001).

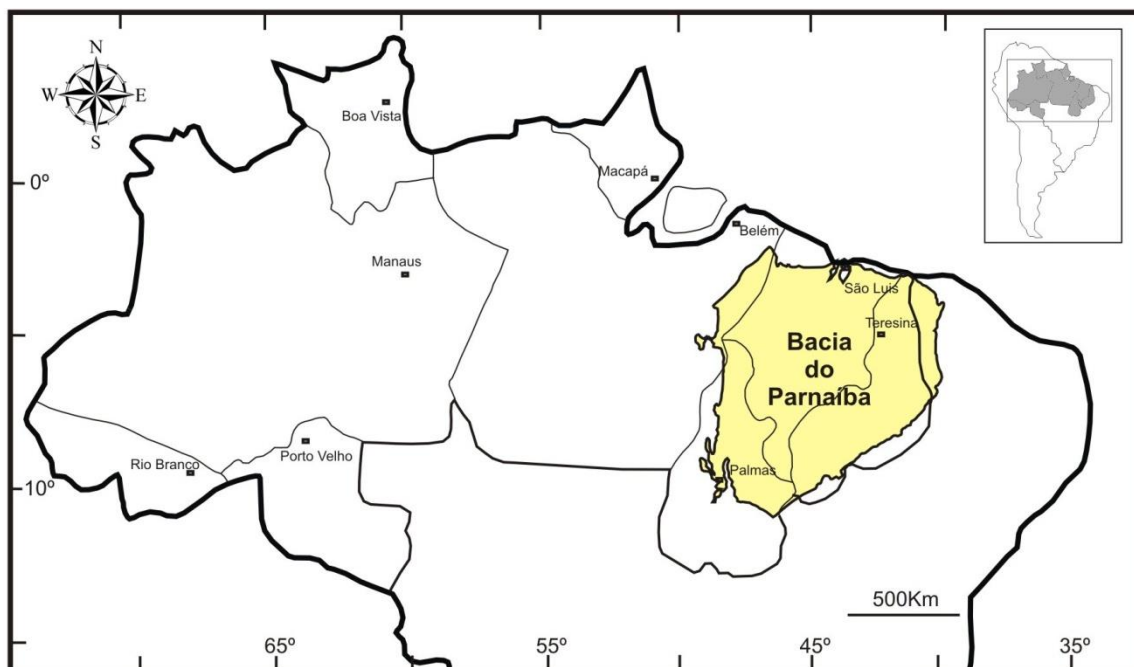


Figura 1 – Mapa de localização da Bacia do Parnaíba. Modificado de Wanderley Filho; Travassos; Alves (2006).

Autores como Rosseti *et al.* (2001) entendem que, devido ao desenvolvimento tectônico sedimentar associado à subsidência do embasamento, dentro do contexto evolutivo do paleocontinente Gondwana, os sedimentos paleozóicos devem ser tratados e estudados de uma forma distinta e separada dos sedimentos mesozóicos e cenozóicos. Estes, relacionados diretamente com o processo de ruptura do Gondwana, são tratados por estes autores como pertencentes à “Bacia do Grajaú”, que tem limites entre o arco Ferrer Urbano – Santos e o Alto Xambioá – Parnaíba.

A bacia está posicionada entre as faixas de dobramentos que circundam os crátons do Guaporé, São Luis e São Francisco, limitando-se estruturalmente a noroeste pelo Arco de Tocantins, que a separa das do Marajó e do Amazonas; a sul pelo Arco de São Francisco, separando-a da bacia Sanfranciscana; e a norte pelo Arco Ferrer-Urbano Santos separando-a das bacias cretáceas costeiras de São Luis e Barreirinhas, na margem equatorial (BARBOSA *et al.*, 2007). (Figura 2)

A Bacia do Parnaíba é classificada como “Intracratônica de interior remoto – amplos arcos regionais” por Szatmari & Porto (1982 *apud* GABAGLIA; FIGUEIREDO, 1986) e como bacia tipo I¹ por Asmus & Porto (1972). O arcabouço da bacia está associado à trama tectono-estrutural herdada do Pré-Cambriano, particularmente à estruturação da faixa de dobramentos e lineamentos estruturais formados e/ou reativados durante o Ciclo Brasileiro (CUNHA, 1986).

Segundo Goés *et al.* (1990), a bacia é composta por sedimentos depositados do Ordoviciano ao Terciário e rochas intrusivas e extrusivas, relacionados a eventos magmáticos de idades jurotriássica a eocretácea. Dentre as bacias intracratônicas brasileiras, é uma das menos conhecidas, sendo considerada, uma bacia de fronteira exploratória.

¹ (Interior cratônico de Klemme, 1980)

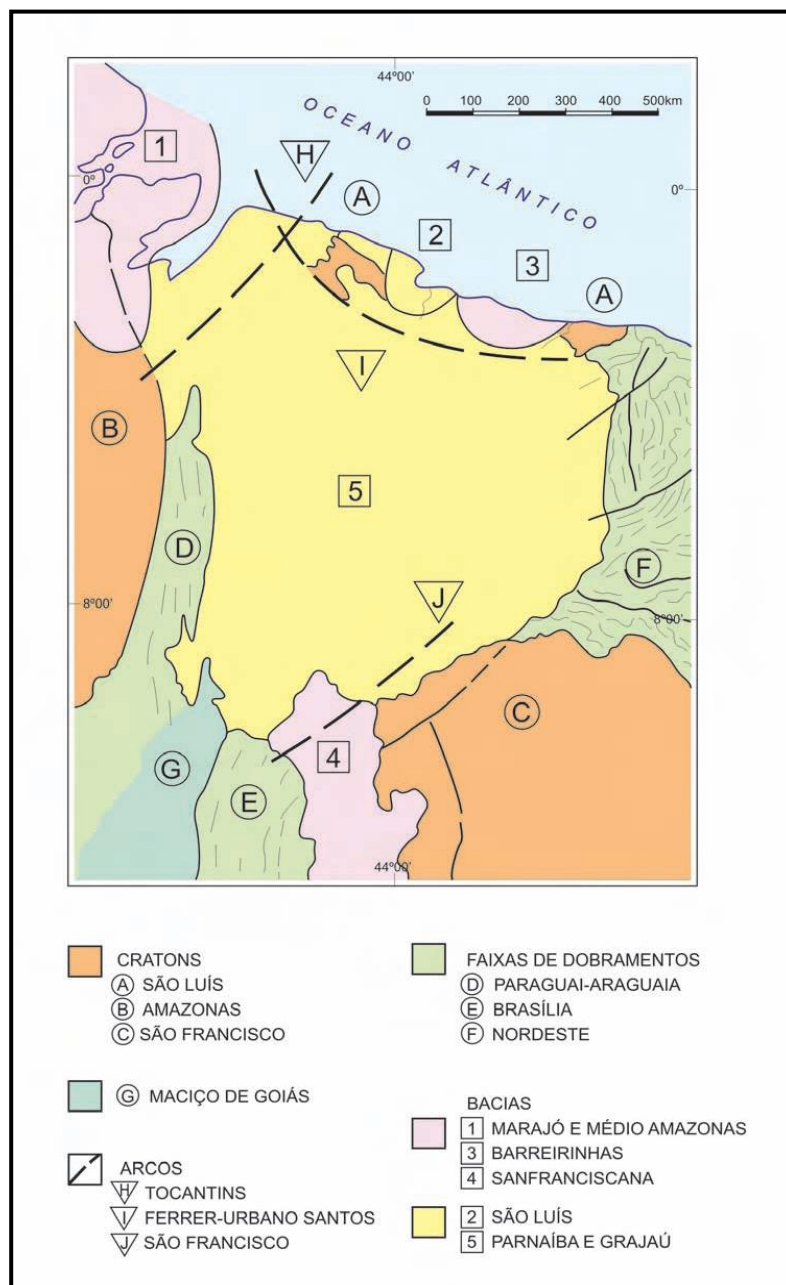


Figura 1 - Limites geológicos da Bacia do Parnaíba. Fonte: Santos; Carvalho (2004).

A pesquisa de petróleo na Bacia do Parnaíba foi iniciada no final da década de 1940 através do Conselho Nacional do Petróleo. Os trabalhos posteriores nas décadas de 1960 a 1980 foram realizados pela Petrobras e por companhias de contrato de risco que obtiveram um volume de dados considerado insuficiente para determinar com segurança, o potencial petrolífero desta bacia.

Nos anos de 2002 e 2007 a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), coordenou leilões para ofertas de áreas com potencial

para hidrocarbonetos com base em regime de concessão. Além disso, desde 2008, tem investido cerca de R\$ 6,2 milhões² em pesquisas (levantamento geoquímico, pesquisas sísmicas) visando aprofundar o conhecimento sobre o potencial para petróleo e gás natural.

Os blocos arrematados na bacia estão em fase de pesquisa e exploração, em agosto e novembro de 2010 a empresa OGX Maranhão anunciou a descoberta de gás natural na seção devoniana de dois poços, no bloco PN-T-68, localizados nos municípios de Capinzal do Norte (1-OGX-16-MA) e Santo Antônio dos Lopes (1-OGX-22-MA), sendo estimada no momento reservas de 15 trilhões de pés cúbicos de gás. (Figura 3)

Este trabalho tem como objetivo estudar a Bacia do Parnaíba, dentro de um contexto exploratório para o gás natural, enfatizando a contribuição dos aspectos geológicos relacionados às perspectivas de produção, em especial as características morfo-estruturais.

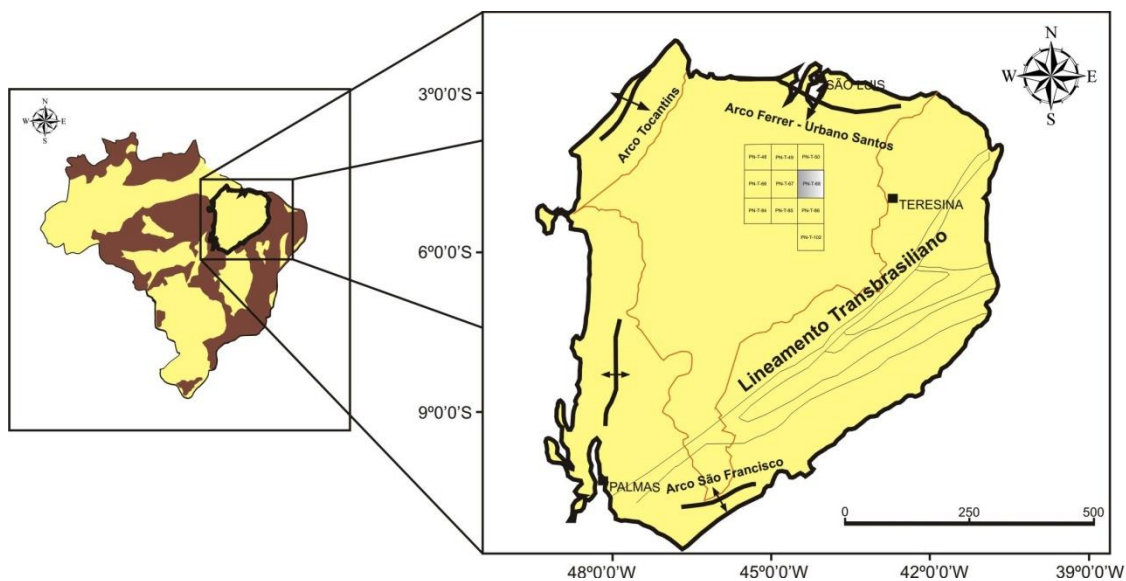


Figura 2 - Mapa de localização dos blocos exploratórios oferecidos pela ANP, em destaque bloco PN-T-68.

² (Disponível em www.gasnet.com.br, acessado em 01/01/2011)

2 OBJETIVOS

Os objetivos do trabalho são:

- a. Atualizar as informações geológicas existentes sobre a Bacia do Parnaíba.
- b. Identificar o grau de interferência das características geológicas no potencial produtivo de hidrocarbonetos na bacia.
- c. Contribuir para melhorar o grau de conhecimento e aproveitamento dos recursos de gás natural.

3 MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia foi dividida nas seguintes partes:

a. Levantamento de informações bibliográficas sobre a Bacia do Parnaíba, realizando uma revisão bibliográfica e atualizando o estado de conhecimento.

b. Realização de entrevista com o Prof. Edmilson dos Santos da Cátedra do Gás Natural da USP (ANEXO A), quanto à contribuição do conhecimento geológico para a indústria do gás natural, bem como sobre a expansão da indústria do gás natural na região norte. A qual foi conduzida somente após concordância via preenchimento do Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (ANEXO B).

c. Resumo das informações obtidas destacando os aspectos mais relevantes (dificuldades e possibilidades de produção) com a inclusão de sugestões e comentários.

Os mapas e figuras apresentados neste trabalho foram adquiridos a partir de pesquisas referentes ao tema. Os mesmos foram digitalizados ou provieram de *downloads* da rede mundial de computadores, e posteriormente, retocados e realçados com o uso das ferramentas de desenho disponíveis no programa *Picture Manager 2007* da *Microsoft* ou a partir do programa *Corel Draw 13*.

4 GEOLOGIA REGIONAL

4.1 ARCABOUÇO TECTÔNICO E ESTRUTURAL

Os estudos de Bally; Snelson (1980), mostram que a maioria das grandes sinéclises está intimamente associada à formação de fossas precursoras instaladas ao longo de zonas tectonicamente instáveis da crosta terrestre.

A fragilidade crustal é demonstrada pela presença de zonas instáveis que uma vez instaladas, têm longa duração, permanecendo ativas e atuantes em toda a história geológica subsequente da região. O processo ocorre através de reativações tectônicas, que podem estar ou não acompanhadas de manifestações vulcânicas. Nessas zonas são reconhecidas estruturas formadas por esforços cisalhantes compressivos e tensionais, como, por exemplo, extensas falhas normais que delimitam fossas profundamente instaladas. Barbosa *et al.* (2007) apontou que estas fossas, que em geral antecedem as sinéclises, encontram-se preenchidas por seqüências com milhares de metros de espessura, cuja deposição se processou concomitantemente a sua formação.

Quanto ao embasamento, a Bacia do Parnaíba mostra uma forte estruturação vista em um conjunto de rochas formadas ou retrabalhadas no Ciclo Brasileiro. O embasamento teve seu desenvolvimento no Eopaleozóico, após a colisão entre as plataformas Amazônica e Brasileira, resultando no fechamento dos cinturões móveis Araguaia, Propiá e Arioses, no final do Pré-Cambriano e início do Paleozóico (CAPUTO, 1984). Ainda na fase final do Ciclo Brasileiro, talvez por efeito do resfriamento e descompressão, antigas zonas de cisalhamento, falhas transcorrentes e fraturas foram reativadas, sob a forma de falhas normais, permitindo a implantação de grábens (CUNHA, 1986), que foram preenchidos posteriormente.

Deste modo, surgiu um quadro tectono-estrutural dominado por extensos falhamentos normais e fossas desenvolvidas ao longo de zonas de fraqueza crustal anteriormente instaladas, no caso, particularmente ao longo dos lineamentos Transbrasileiro e Picos-Santa Inês. Segundo Barbosa *et al.* (2007)

estas fossas, em conjunto, constituem a estruturação precursora da Bacia do Parnaíba e demarcam o início de sua subsidência. (Figura 4)

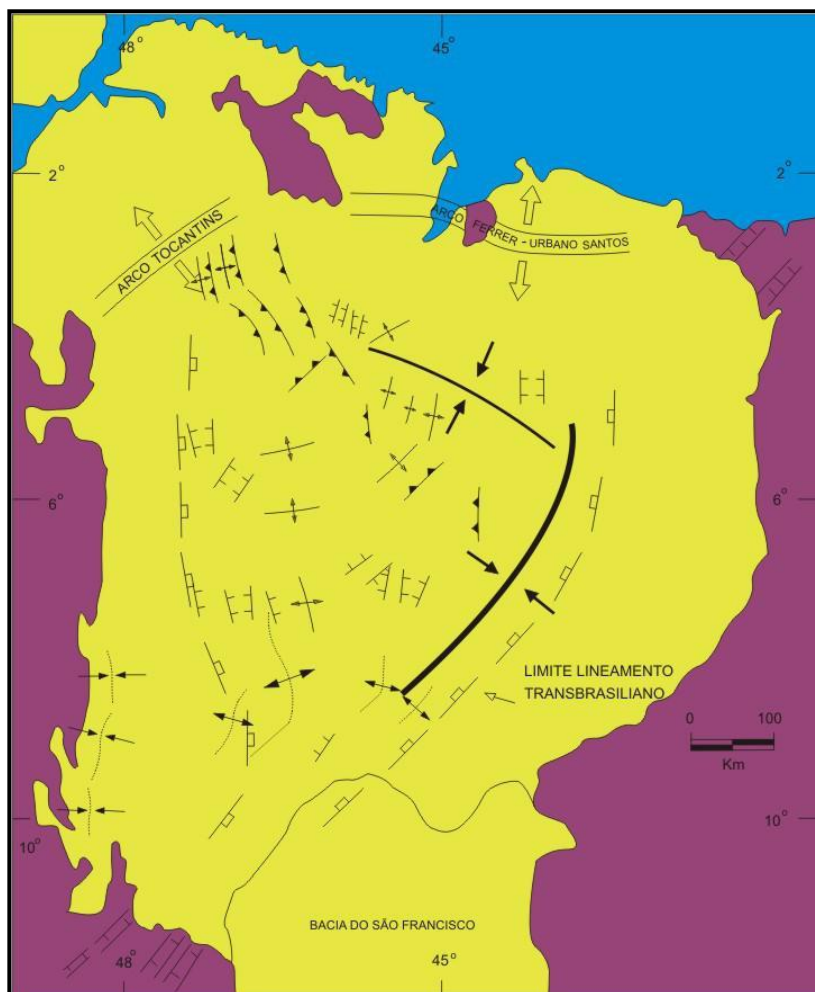


Figura 4 - Feições estruturais da Bacia do Parnaíba. Fonte: Arce *et al.* (2006).

As faixas de dobramentos da Província Borborema (bordas leste e nordeste), do Gurupi (noroeste) e de Brasília (sul), atingem diagonalmente a bacia. Entretanto, as direções estruturais das faixas de dobramentos Araguaia e Rio Preto – Riacho do Pontal, nas partes oeste e sudeste, são subparalelas às bordas da bacia. As continuações das tendências estruturais e heterogeneidades destas faixas são assim esperadas no seu interior. (Figura 5)

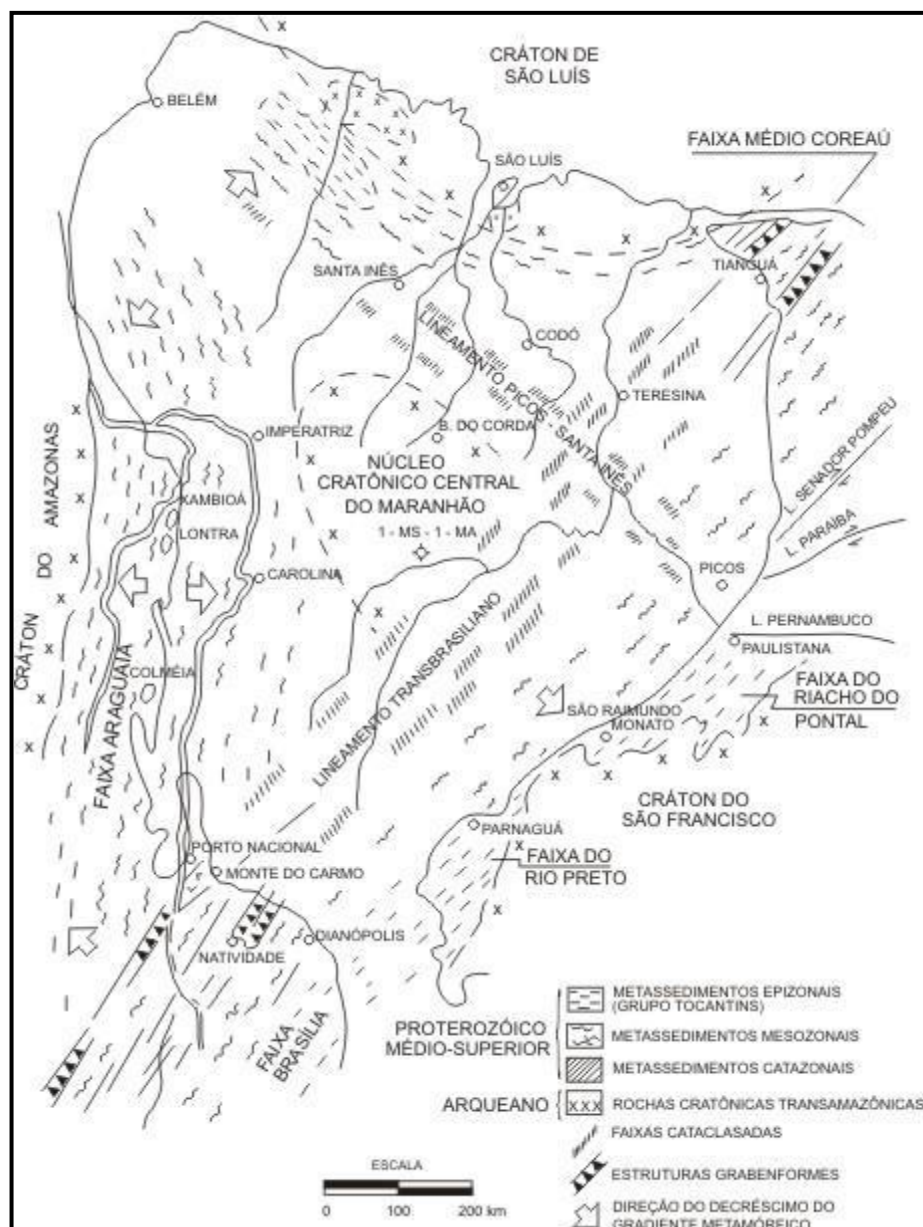
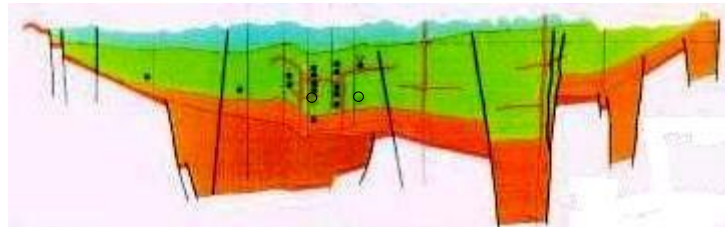
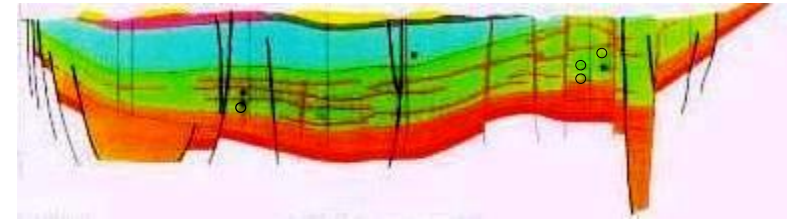
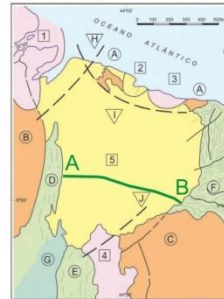


Figura 5 - Distribuição dos elementos que definem os lineamentos Transbrasiliano e Picos-Santa Inês. Fonte: Cunha (1986).

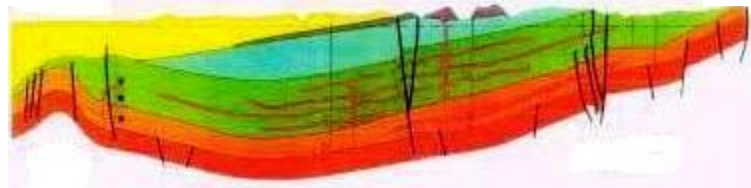
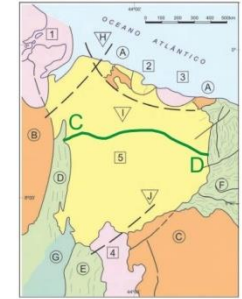
Segundo Barbosa *et al.* (2007), por ser cortada pela mais importante zona de falha de escala continental do Brasil, a Faixa Transbrasiliana, a bacia possui um arcabouço estrutural bastante peculiar. Esta faixa se expressa como uma larga banda de deformação, em superfície e subsuperfície que controlou antigos aulacógenos e depocentros paleozóicos. (Figura 6)



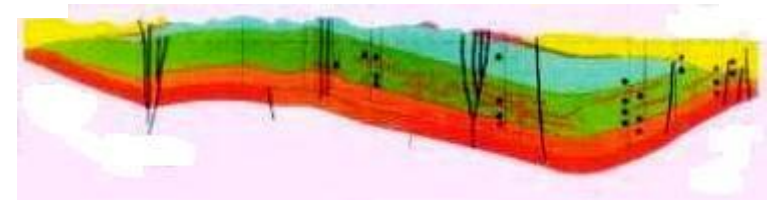
- Cretáceo
- Jurássico
- Basalto/Diabásio
- Permiano/Carbonífero
- Devoniano
- Siluriano
- Embasamento
- Presença de óleo
- Presença de gás



- Cretáceo
- Jurássico
- Basalto/Diabásio
- Permiano/Carbonífero
- Devoniano
- Siluriano
- Embasamento
- Presença de óleo
- Presença de gás



- Cretáceo
- Jurássico
- Basalto/Diabásio
- Permiano/Carbonífero
- Devoniano
- Siluriano
- Embasamento
- Presença de óleo
- Presença de gás



- Cretáceo
- Jurássico
- Basalto/Diabásio
- Permiano/Carbonífero
- Devoniano
- Siluriano
- Embasamento
- Presença de óleo
- Presença de gás

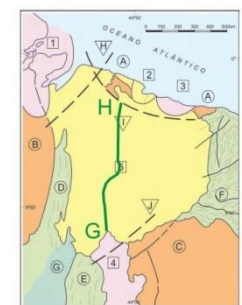


Figura 6 - Seções geológicas mostrando algumas feições estruturais características da Bacia do Parnaíba. Modificado de Góes *et al.* (1993 *apud* BARBOSA *et al.*, 2007).

A época de instalação das estruturas que caracterizam o Lineamento Transbrasiliano é ainda assunto controverso. Suspeita-se que eles representem, em partes, reativações em várias épocas e, por esforços diferentes de falhamentos instalados no Arqueano (MARINI *et al.*, 1984 *apud* BARBOSA *et al.*, 2007).

Os principais depocentros da bacia estão localizados sobre estruturas brasileiras, como os cinturões do Médio Coreaú e Gurupi e ao longo do Lineamento Transbrasiliano (AGUIAR, 1971). Em contrapartida, o Cráton de São Luis e o Maciço de Granja, considerados como altos tectônicos do Ciclo Brasileiro funcionaram como zonas elevadas e fonte de sedimentos durante o Paleozóico (CAROZZI *et al.*, 1975).

As diversas características deposicionais da bacia do Parnaíba foram influenciadas pelo panorama sobre o qual a sedimentação pré-ordoviciana se desenvolveu (ARCE *et al.*, 2006). Durante o Cambro-Ordoviciano, atividades tectônicas finais do Ciclo Brasileiro, o Lineamento Transbrasiliano (falha de Sobral-Pedro II) e falhas associadas (Falha Jaguaripi) criaram uma zona de rifteamentos intracratônico, onde espessas seqüências de sedimentos clásticos imaturos podem ser encontradas, interceptados por vulcanismo bimodal.

Uma sinéclise flexural se desenvolveu posteriormente definindo a geometria da bacia, no entanto a influência da arquitetura do rift inicial no local do depocentro de sedimentação cratônica foi sentida até o Carbonífero (BARBOSA *et al.*, 2007).

4.2 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

O estudo do arcabouço litoestratigráfico da bacia do Parnaíba foi iniciado por Small (1914), e vêm desde então, sendo modificado por diversos autores, como Plummer; Price; Gomes (1948), Campbell; Almeida; Silva (1949), Kegel (1953), Mesner; Woodridge (1964), Aguiar (1971), Quadros (1982), Caputo; Lima (1984), Melo (1988), Della Fávera (1990), Góes; Feijó (1994). Estas propostas são tidas como referência nos trabalhos realizados na bacia.

A Bacia do Paranaíba apresenta cinco grupos deposicionais: Grupo Serra Grande, Grupo Canindé, Grupo Balsas, Grupo Mearim e o último grupo que engloba as formações Grajaú, Codó e Itapecuru. Segundo Barbosa *et al.* (2007), estes grupos podem também ser referidos como seqüências deposicionais de segunda ordem. Segundo Góes; Feijó (1994) o registro estratigráfico da Bacia do Paranaíba engloba três superseqüências Paleozóicas principais e uma seqüência Mesozóica. Deste modo, seu preenchimento sedimentar é composto de cinco seqüências deposicionais, que podem ser correlacionadas a ciclos tectônicos de caráter global, que serão sintetizadas a seguir:

A sedimentação pré-ordoviciana, que corresponde às formações Riachão e Mirador, foi depositada no interior de grábens formados pelos pulsos termiais do Ciclo Brasileiro (Figura 7). Segundo Góes; Souza; Teixeira (1990), as evidências da presença destes grábens podem ser observadas através de informações sísmicas (Figura 8), inferências gravimétricas, e confirmadas por dados de poços. Os lineamentos Transbrasiliano (SW-NE) e Picos – Santa Inês (NW-SE) controlam a ocorrência e distribuição destes grábens, como também controlam os depocentros das seqüências Siluriana e Devoniana.

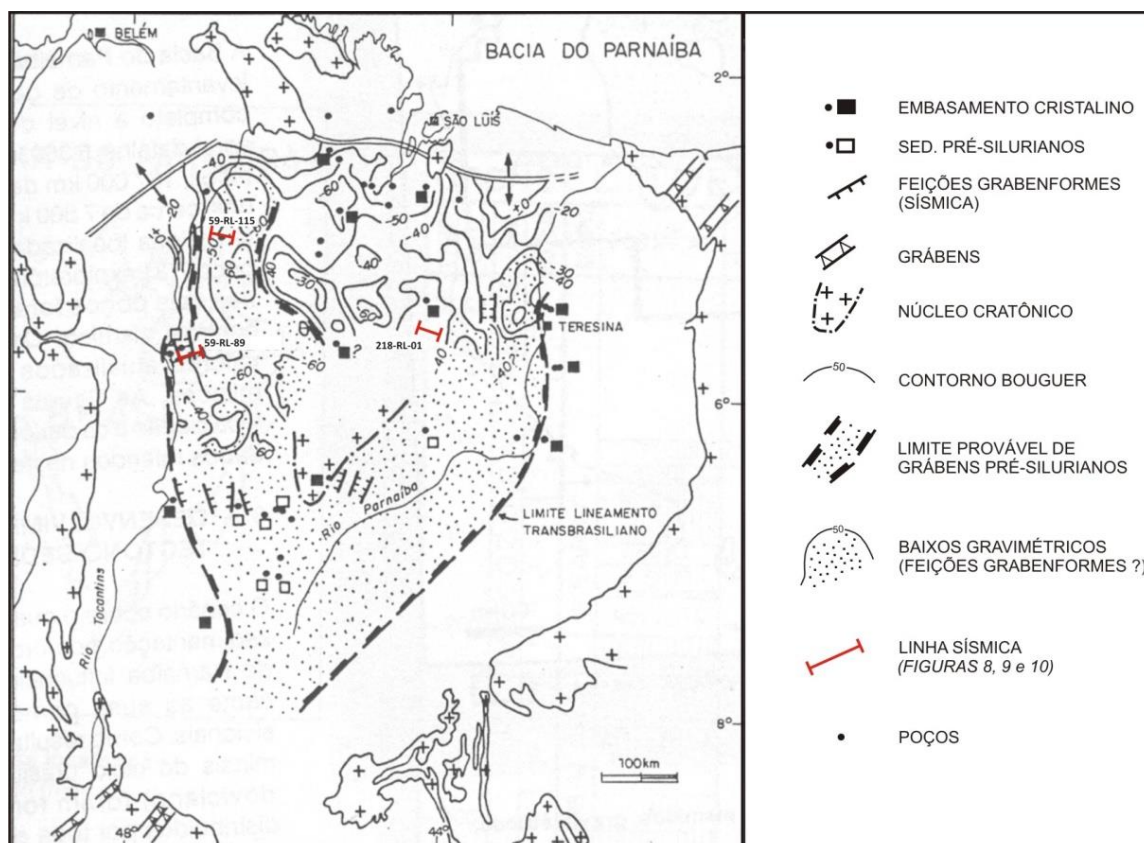


Figura 7 - Mapa esquemático das feições grabeniformes precursoras da Bacia do Paranaíba. Modificado de Góes; Souza; Teixeira (1990).

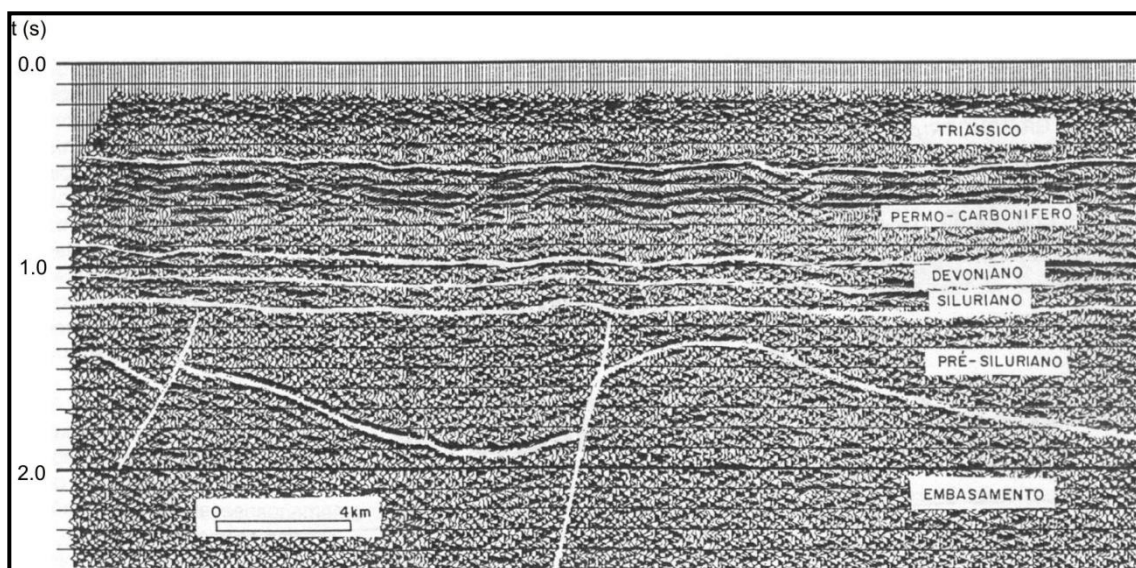


Figura 8 - Seção sísmica 59-RL-89, ilustrando uma feição grabenforme, precursora da Bacia do Parnaíba. Fonte: Góes; Souza; Teixeira (1990).

A seqüência Siluriana é representada pelos sedimentos flúviodeltáicos do Grupo Serra Grande. Admite-se que o início da sedimentação tenha ocorrido como consequência da atuação de um megassistema de fraturas, associados à contração térmica ocorrida no final da Orogenia Brasiliana, criando uma grande depressão, permitindo que fosse instalada a primeira grande seqüência deposicional. O término da sedimentação é atribuído aos reflexos da Orogenia Caledoniana, resultando em uma discordância regional.

A segunda seqüência, a Devoniana, corresponde ao Grupo Canindé. É possível que a retomada da sedimentação neste período seja consequência da carga sedimentar preexistente, que promoveu um progressivo aumento da rigidez flexural, causando subsidência e expansão da bacia. Isto, ainda associado a uma tendência global de elevação o nível do mar, resultou na instalação de um extenso mar epicontinental. Representa a maior ingressão marinha ocorrida na Bacia do Parnaíba. O encerramento da sedimentação é marcado por uma discordância regional que está relacionada ao soerguimento provocado pelos reflexos da Orogenia Eoherciniana (Figura 9), atribuída aos movimentos iniciais precursores da agregação do supercontinente Pangea no Eocarbonífero (GÓES; FEIJÓ, 1994).

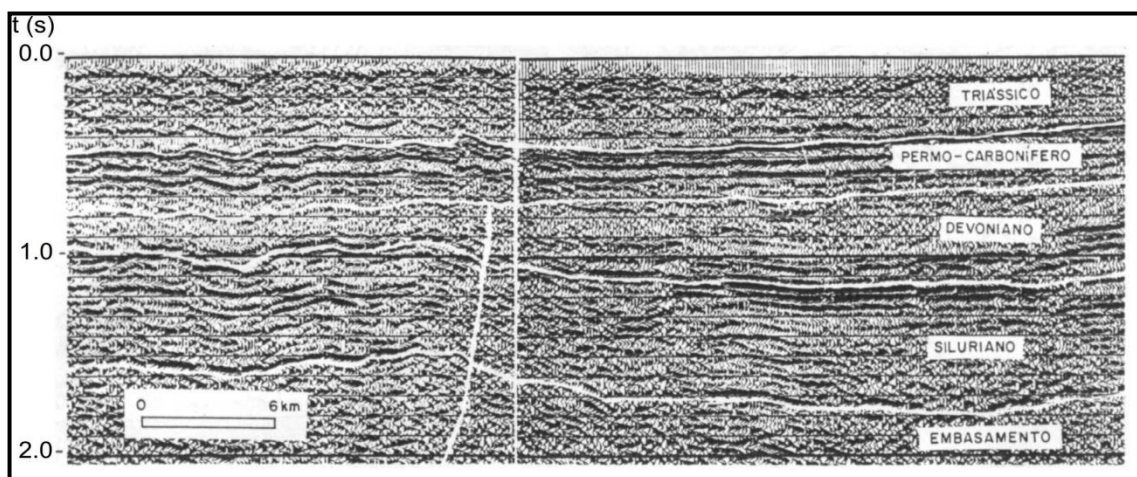


Figura 9 - Seção sísmica 218-RL-01, ilustrando a tectônica eo-carbonífera. Fonte: Góes; Souza; Teixeira (1990).

Na terceira seqüência, a Carbonífera-Triássica, retoma-se a sedimentação com a deposição do Grupo Balsas. Este grupo marca uma progressiva continentalização e desertificação em toda a bacia. O fim dessa seqüência deposicional, e do registro Paleozóico da Bacia do Parnaíba, está ligado a Reativação Wealdeniana, que representa a desagregação do paleocontinente Gondwana.

O último ciclo tectono-sedimentar, durante o Mesozóico, é quase que inteiramente continental, com um episódio marinho transgressivo (Grupo Mearim). A retomada da sedimentação é atribuída à sobrecarga das rochas vulcânicas (Formação Mosquito), resultantes do magmatismo básico ocorrido no Eojurássico (GÓES; FEIJÓ, 1994). Uma nova fase de estruturação da bacia pode ser notada através de falhas reversas e dobramentos compressionais dispostos na direção noroeste, relacionados a eventos tectônicos de idade neocomiana (GÓES; SOUZA; TEIXEIRA, 1990).(Figura 10)

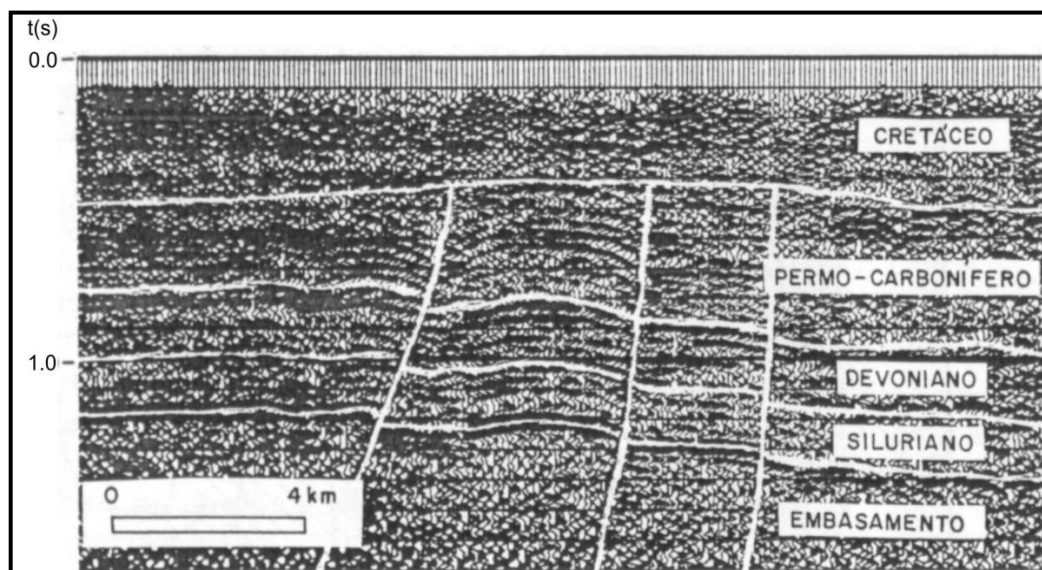


Figura 10 - Seção sísmica 58-RL-210 ilustrando a tectônica neocomiana. Fonte: Góes; Souza; Teixeira (1990).

Outra seqüência, que corresponde às formações Grajaú, Codó e Itapecuru, está situada entre a Antéclise Xambioá–Alto Parnaíba e o Arco Ferrer Urbano–Santos e é incluída por alguns autores na “Bacia do Grajaú” (ROSSETTI, 2001).

O modelo de arcabouço estrutural da “Bacia do Grajaú”, proposto por Azevedo (1991), envolve cisalhamento simples com zona de deslocamento basal para o sistema de grábens do Gurupi, combinado com cisalhamento puro que resultou na formação de bacia tipo *sag* (Figura 11). Contrariamente às posições anteriores, Rossetti *et al.* (2001) acreditam que o arco Ferrer–Urbano–Santos tenha soerguido em um tempo anterior ao Cretáceo e sofrido reativações tectônicas durante o eo/mesoalbianiano, sendo então falhado em função de esforços distensivos que levaram ao desenvolvimento do sistema de graben do Gurupi. Este é, na verdade, um rifte abortado; ou seja, a “Bacia do Grajaú” seria uma bacia tipo rifte e não uma bacia tipo *sag* como proposto anteriormente.

Ainda nesse trabalho, Rossetti *et al.* (2001) constataram que o arco Ferrer–Urbano Santos não representou uma barreira geográfica significativa na restrição da sedimentação, levando então à proposição do nome “São Luís–Grajaú” para a bacia, uma vez que ambas possuem o mesmo arcabouço estrutural e história evolutiva intimamente relacionada.

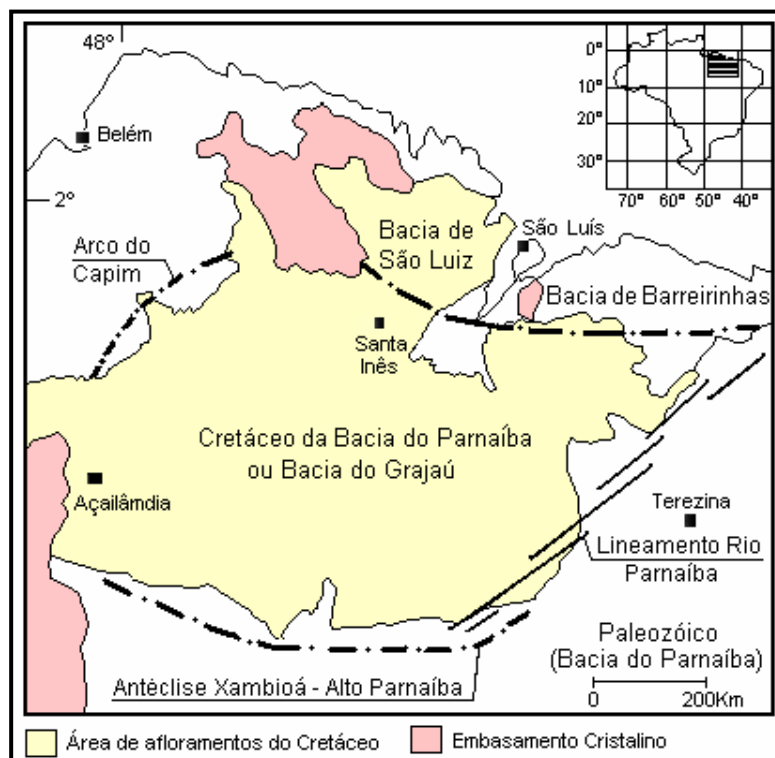


Figura 11 - Limites da “Bacia do Grajaú”, ou limites dos sedimentos da seqüência cretácea da Bacia do Parnaíba. Modificado Rosseti et al. (2001).

Durante este ciclo Mesozóico, ocorreram duas fases de magmatismo toleítico fissural. As rochas ígneas básicas intrusivas e extrusivas, na Bacia do Parnaíba, possuem idades variando entre 110 e 215 Ma (GÓES; FEIJÓ, 1994). O primeiro no oeste durante o Permo-Triássico e o segundo no leste durante o Eocretáceo. Segundo Arce *et al.* (2006), este magmatismo foi canalizado em parte ao longo de fraturas preexistentes no embasamento da bacia (lineamentos Transbrasiliano, Paraíba e Pernambuco).

Duas unidades litoestratigráficas são individualizadas, relacionadas a estes eventos magmáticos, predominantemente extrusivos, denominadas formações Sardinha e Mosquito. O diabásio, segundo Góes; Travassos; Nunes (1992) não ocupa uma posição estratigráfica definida embora esteja preferencialmente intrudidos no Grupo Canindé (Devoniano-Carbonífero). Os basaltos toleíticos da Formação Mosquito (AGUIAR, 1969) exibem idade Juro-Triássica e são correlacionáveis ao magmatismo Penatecaua das bacias do Solimões e Amazonas. Os basaltos da Formação Sardinha são de idade eocretácea e correlacionáveis à Formação Serra Geral, Bacia do Paraná.

4.3 ESTRATIGRAFIA

Segundo alguns autores, a Bacia do Parnaíba é representada apenas pelos sedimentos paleozóicos correspondentes aos Grupos Serra Grande (Siluriano), Canindé (Devoniano) e Balsas (Carbonífero-Triássico), visto que tais grupos tiveram seu desenvolvimento tectono-sedimentar associado à subsidência do embasamento da bacia dentro do contexto evolutivo do paleocontinente Gondwana. Rosseti *et al.* (2001) destacam que como os aspectos tectônicos e deposicionais dos sedimentos pós-Grupo Balsas estão associados diretamente ao processo de ruptura do Gondwana, devem ser tratados e estudados como uma bacia de evolução distinta à da Bacia do Parnaíba. Estes autores sugerem a denominação das seqüências pós Grupo Balsas de Bacia São Luis – Grajaú, uma vez que não foi implantada uma barreira geográfica significativa na restrição da sedimentação entre as bacias e que ambas possuem o mesmo arcabouço estrutural e história evolutiva intimamente relacionada.

Góes; Feijó (1994) promoveram a individualização das seqüências deposicionais com base em discordâncias de caráter regional, evidenciadas por dados sísmicos/bioestratigráfico, e/ou discordâncias presumíveis a partir de quebras significativas no registro sedimentar. (Figura 12)

A natureza da sedimentação da bacia é predominantemente siliciclástica, ocorrendo subordinadamente calcário, anidrita e sílex, além de rochas ígneas básicas, intrusivas e extrusivas, aparentemente relacionadas a três pulsos principais de eventos magmáticos (GÓES; TRAVASSOS; NUNES, 1992) do Neojurássico ao Eocretáceo (215 a 110 Ma). As rochas extrusivas são apresentadas seguindo a seqüência estratigráfica. Já os diabásios, por não ocuparem uma posição estratigráfica definida, não estão agrupados em nenhuma unidade formal. Os eventos magmáticos de idade juro-triássica (215 Ma, 180-150) são correlacionáveis ao magmatismo Penatecaua das bacias do Solimões e Amazonas, e os de idade eocretácea (150-120 Ma) são correlacionáveis à Formação Serra Geral (Bacia do Paraná).

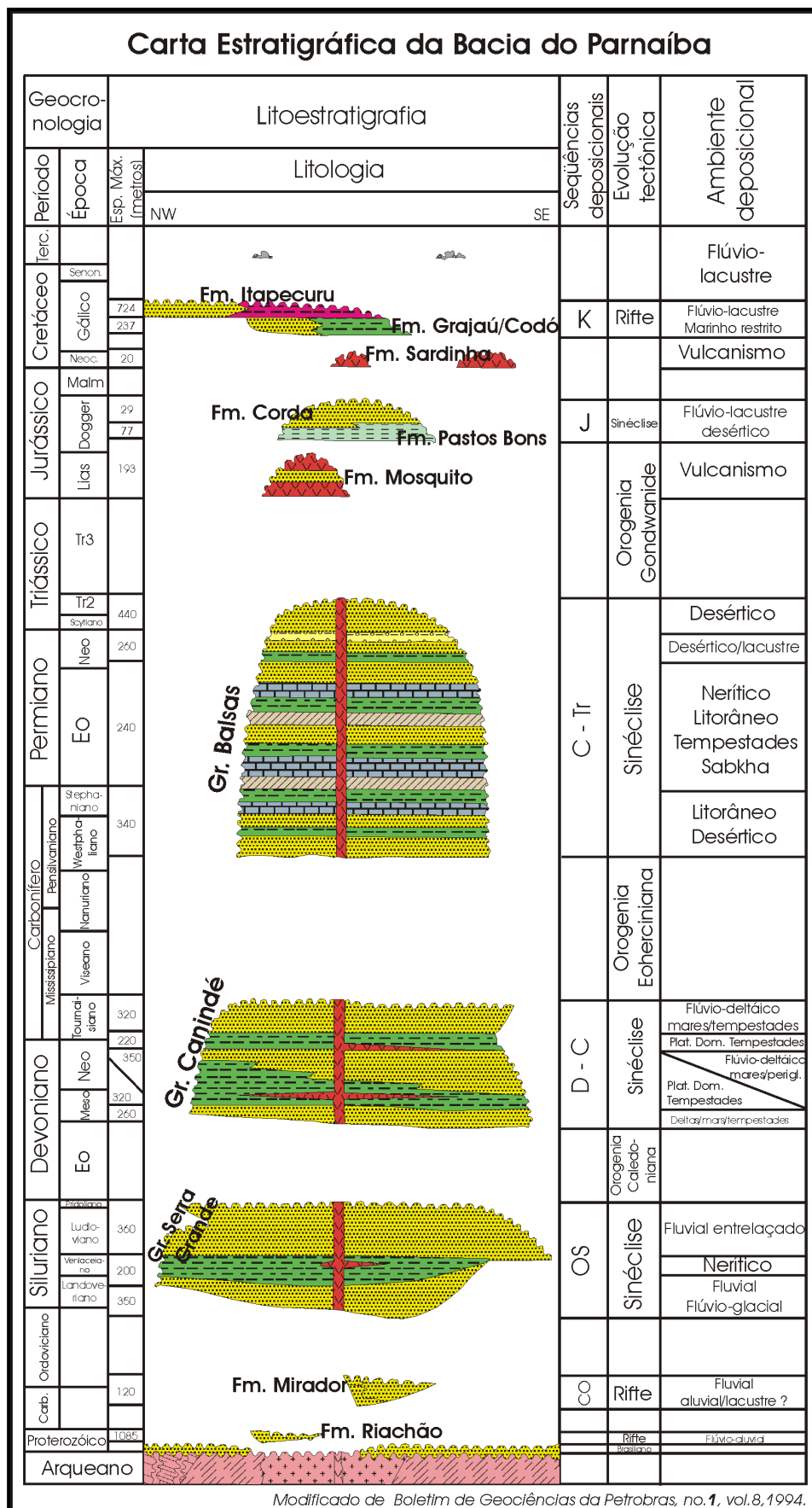


Figura 12 - Coluna estratigráfica da Bacia do Parnaíba

4.3.1 Seção Rifte

Compondo a base da coluna sedimentar, ocorrem duas seqüências, com evolução tectônica, as quais foram caracterizadas por Góes; Feijó (1994), como rifte. Nesta fase, foram implantados grábens superpostos ao embasamento, ainda no final do ciclo Brasileiro, preenchidos por sedimentos imaturos relacionados aos ambientes aluviais e fluviais, correspondentes às formações Riachão (Neoproterozóico) e Mirador (Cambro-Ordoviciano). A Formação Riachão (KEGEL 1956) é composta por arenitos líticos e arcoseanos, siltito e folhelho avermelhado, e ignimbritos característicos de uma seqüência molássica. As informações sobre a Formação Mirador (RODRIGUES, 1967 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) são baseadas em amostras de sua porção superior, obtidas através de um único poço, sendo constituída por arenito, siltito e folhelho esverdeado. Alguns trabalhos referem-se a estas formações como embasamento da bacia.

4.3.2 Grupo Serra Grande

Assentado discordantemente sobre o embasamento ou sobre as formações Riachão e Mirador, o Grupo Serra Grande é composto exclusivamente pelas concordantes formações Ipu, Tianguá e Jaicós, com idade, subdivisões e ambiente de sedimentação ainda discutíveis (CAPUTO; LIMA, 1984). Estima-se que sua espessura seja superior a 900 m, na porção leste da bacia.

4.3.2.1 Formação Ipu

A Formação Ipu (CAMPBELL, 1949 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é composta basicamente por arenito médio a grosso, diamictito e folhelho, que foram depositados por sistemas fluviais anastomosados com influência periglacial, durante o Llandoveryano (Eossiluriano).

A presença de sedimentos glaciais, fluvioglaciais e feições de glaciação no fim do Ordoviciano, enquadram-se no modelo da existência de um centro glacial no sul do Saara (BEUF *et al.*, 1971; DEYNOUX, 1980 *apud* CAPUTO; LIMA, 1984).

A Formação Ipu, em subsuperfície, acunha-se e desaparece nas direções oeste e norte, sendo encoberta pela Formação Tianguá, que também se assenta sobre o embasamento (CAPUTO; LIMA, 1984). Na porção nordeste da bacia, apresenta até 300 m de espessura (Figura 13).

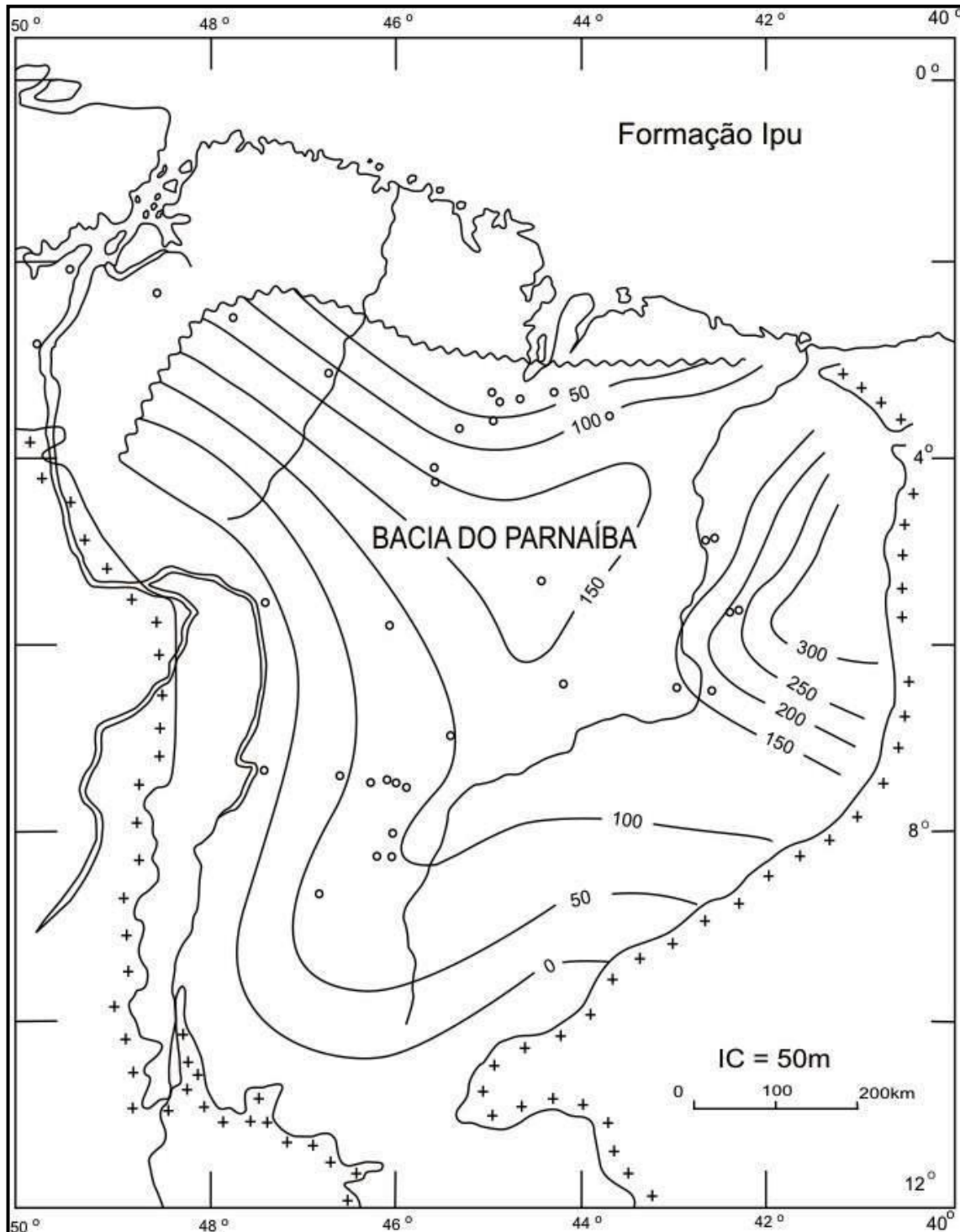


Figura 13 - Mapa de isópacas da Formação Ipu. Fonte: Caputo (1984).

4.3.2.2 Formação Tianguá

A Formação Tianguá (RODRIGUES, 1967 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é composta por folhelho cinza, siltito e arenito micáceo, depositados em ambiente marinho raso e com idade Venlockiano (Eossiluriano). Caputo; Lima (1984) dividem esta formação, que em subsuperfície pode atingir até 270 m, em três membros litoestratigráficos: 1 - folhelhos pretos a cinza escuro; 2 - arenito com intercalações de folhelho; 3 – folhelho intercalado com siltitos.

Segundo Caputo; Lima (1984), os folhelhos graptolíticos da Formação Tianguá do Brasil e da África do Norte foram originados por um mesmo processo transgressivo relacionado à fusão das geleiras norte africanas, enquanto estas perduravam no sul da América do Sul e África do Sul. Ademais, estes folhelhos não ultrapassaram os atuais limites sudeste, sul e oeste da Bacia do Parnaíba, indicando que inexistia ligação marinha franca com a Bacia do Paraná, a qual se comunicava com as bacias andinas através do Paraguai e da Bolívia.

O mapa de isópacas (Figura 14), mostra espessamento da seção em direção à Bacia do Amazonas, com espessuras semelhantes à Formação Pitanga, sugerindo ligação pretérita entre as bacias do Amazonas e do Parnaíba.

Quanto ao ambiente de sedimentação, considera-se que foi depositada num ambiente marinho raso, durante a fase de máxima extensão da transgressão glácio-eustática mundial que se seguiu à fusão de gelo do norte da África.

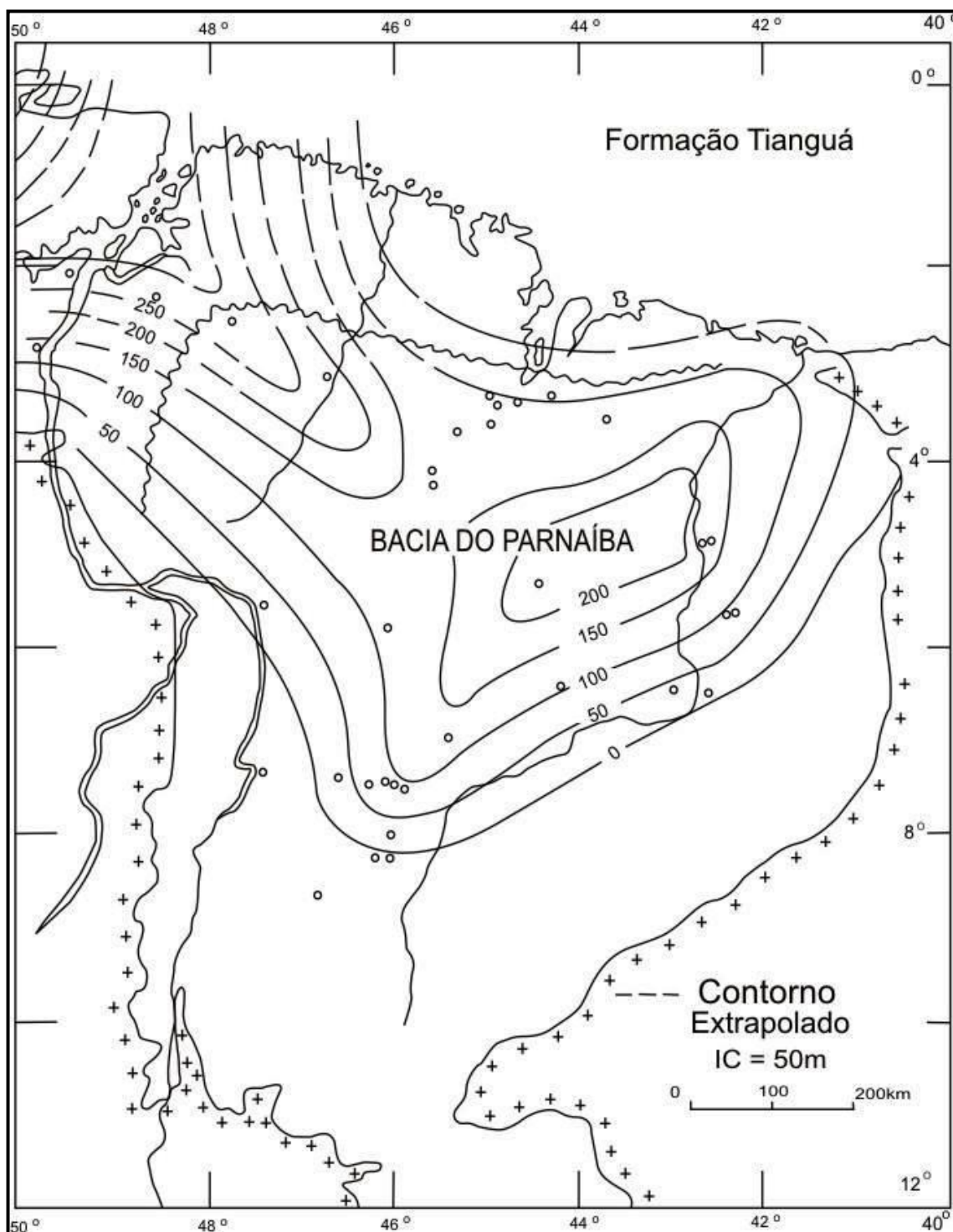


Figura 14 - Mapa de isópacas da Formação Tianguá. Fonte: Caputo (1984).

4.3.2.3 Formação Jaicós

A Formação Jaicós é constituída por arenito médio a grosso e eventuais pelitos, com espessura máxima estimada em mais de 400 m, na borda nordeste da bacia. Caputo; Lima (1984) interpretam que a sedimentação regressiva desta formação se deu em sistemas de leques aluviais e deltáicos, nas áreas de afloramento, e em subsuperfície, também, em frente de leque deltáico. Estes autores enumeram, segundo diversos autores, diferentes ambientes deposicionais para esta formação: fluvial (KEGEL, 1953; BEURLLEN, 1965), marinho raso (BIGARELLA *et al.*, 1965; BIGARELLA, 1973; MABESOONE, 1978), costeiro a leque submarino (MABESSONE, 1977), canais distributários e frente deltáica (CAROZZI *et al.*, 1975).

Góes; Feijó (1994) consideram que os sedimentos desta formação foram depositados por sistemas fluviais entrelaçados no Neossiluriano (Ludloviano).

A Formação Jaicós correlaciona-se com as formações Manacapuru (Grupo Trombetas, Bacia do Amazonas), Furnas (Bacia do Paraná), Atafaitafa na Bacia do Saara argeliano (CAPUTO; LIMA, 1984).(Figura 15)

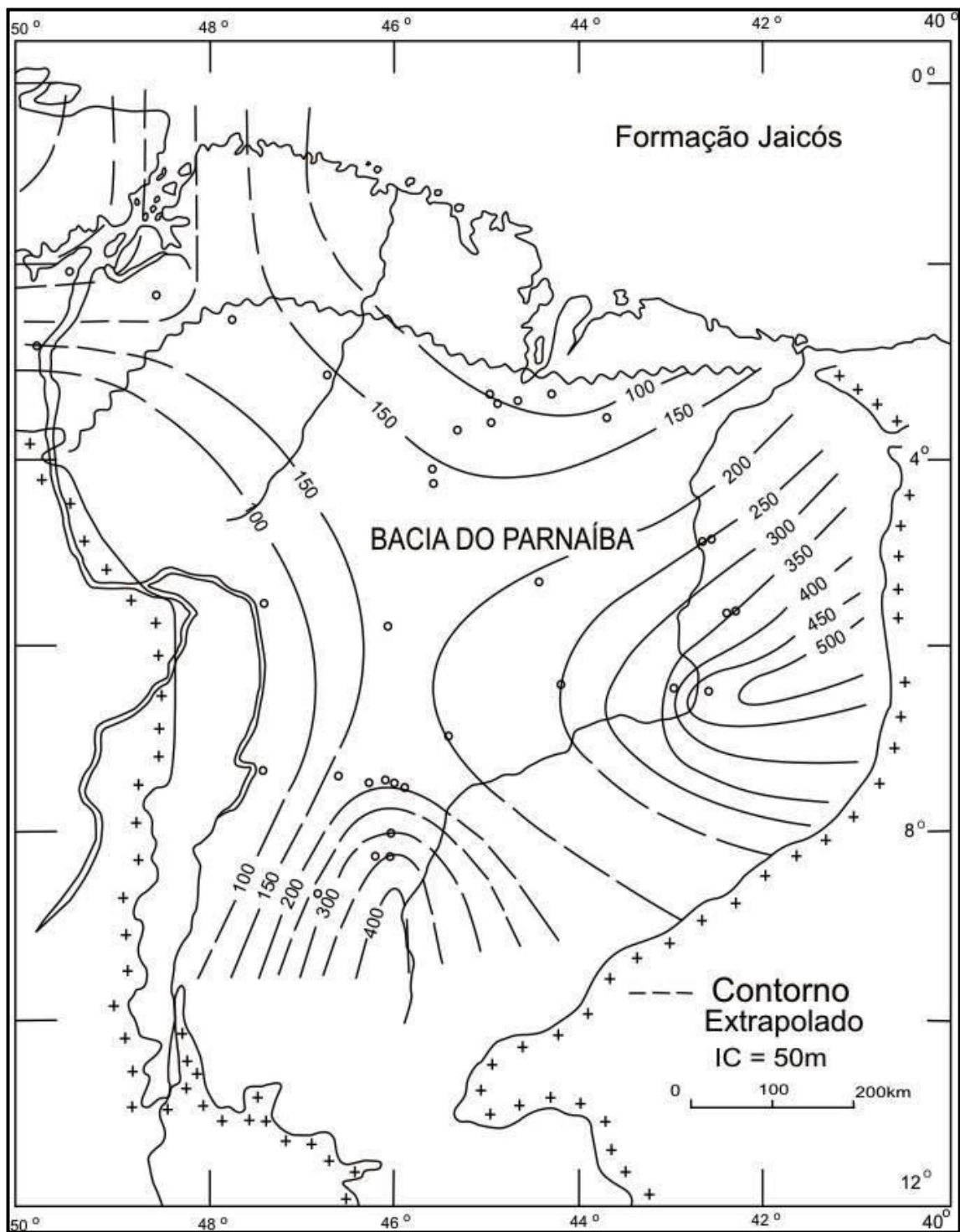


Figura 15 - Mapa de isópacas da Formação Jaicós. Fonte: Caputo (1984).

4.3.3 Grupo Canindé

Composta pelas formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti, esta seção encontra-se separada do Grupo Serra Grande por uma discordância erosional, paralela, relacionada a uma ampla regressão mundial, que ocasionou a migração da linha de costa da África do Norte, entre Argélia e Marrocos, por mais de 1.000 Km, simultaneamente a regressão das bacias brasileiras (CAPUTO; LIMA, 1984). As fácies deste grupo apresentam-se dominadas por processos de correntes de marés e tempestades, sendo as primeiras descrições e interpretações de tempestitos no Brasil feitas por Della Fávera (1980, 1982 *apud* DELLA FÁVERA, 2001), posteriormente detalhadas em Della Fávera (1990). Estima-se que sua espessura seja superior a 1.000 m, na porção leste da bacia (Figura 16).

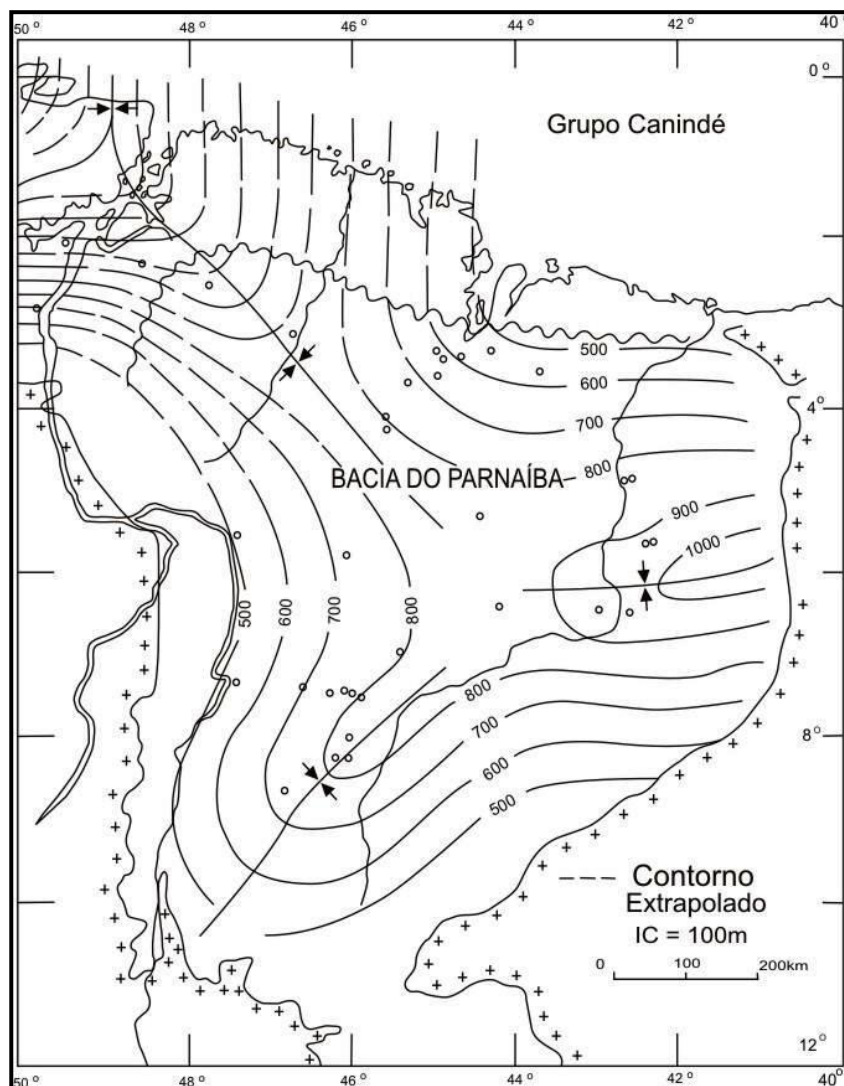


Figura 16 - Mapa de isópacas do Grupo Canindé. Fonte: Caputo (1984).

4.3.3.1 Formação Itaim

A Formação Itaim (KEGEL, 1953) é composta por arenitos finos a médio, raramente grossos, e folhelhos, descritos em maior quantidade em subsuperfície e na base da formação. Em afloramentos da borda leste da bacia, onde a unidade é extremamente delgada, ocorrem estruturas de lobos sigmoidais. Os ambientes deposicionais são caracterizados como deltáicos e plataformais, dominados por correntes induzidas por processos de marés e de tempestades, no Eifeliano (GÓES; FEIJÓ, 1994). Caputo; Lima (1984) destacam que a identificação das formações Jaicós (topo do Grupo Serra Grande) e Itaim (base do Grupo Canindé) torna-se difícil, visto que ambas são arenosas, diferenciando-se apenas pela granulometria mais grosseira do arenito sotoposto. Com base no mapa de isópacas da formação (Figura 17), estima-se que sua espessura seja superior a 250 m, na porção noroeste da bacia.

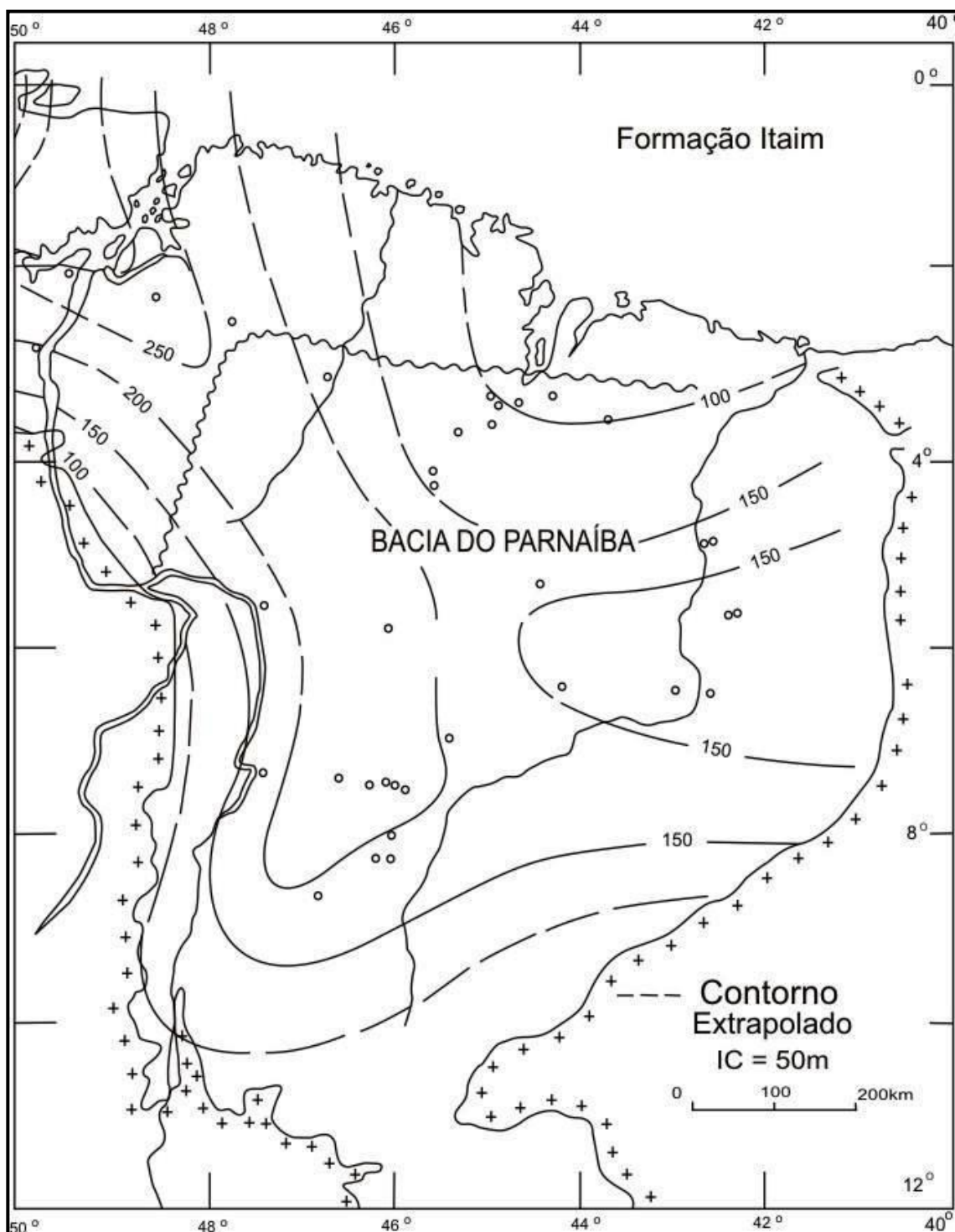


Figura 17 - Mapa de isópacas da Formação Itaim. Fonte: Caputo (1984).

4.3.3.2 Formação Pimenteiras

Historicamente, o nome Formação Pimenteiras foi inicialmente introduzido por Small (1914, *apud* CAPUTO, 1984) para designar camadas de folhelho com aproximadamente 20 m de espessura no vilarejo de Pimenteiras (PI). Segundo Della Fávera (1990), esta formação consiste predominantemente de folhelhos cinza escuro a pretos, podendo ocorrer intercalados camadas de siltito a arenito, grosso e até conglomerático, os quais portam fácies tempestíticas. Segundo este autor, nos perfis elétricos, pode-se notar certa ciclicidade deposicional, com forte tendência transgressiva, culminando num folhelho radioativo no meio da seção.

Carozzi *et al.* (1975) descreve um corpo arenoso, isolado em meio a folhelhos, na parte inferior da Formação Pimenteiras, denominado Membro Carolina. Caputo (1984) estima espessuras superiores a 500 m na porção centronoroeste da bacia (Figura 18). Na borda leste da bacia, a partir de um projeto denominado Fosfato de São Miguel do Tapuio (DNPM / CPRM – Oliveira; Barros, 1976 *apud* YOUNG, 2003) que visava à avaliação econômica das reservas e teores de fosfato na região, foi constatada espessura entre 120 e 130 m para esta formação. Segundo Cunha (1986) existem dois eixos ortogonais de distribuição dos sedimentos – NE-SO e NO-SE – onde se encontram as maiores espessuras da formação. A maioria dos autores interpreta o ambiente de deposição como sendo nerítico de plataforma, de idade givetiana-frasniana.

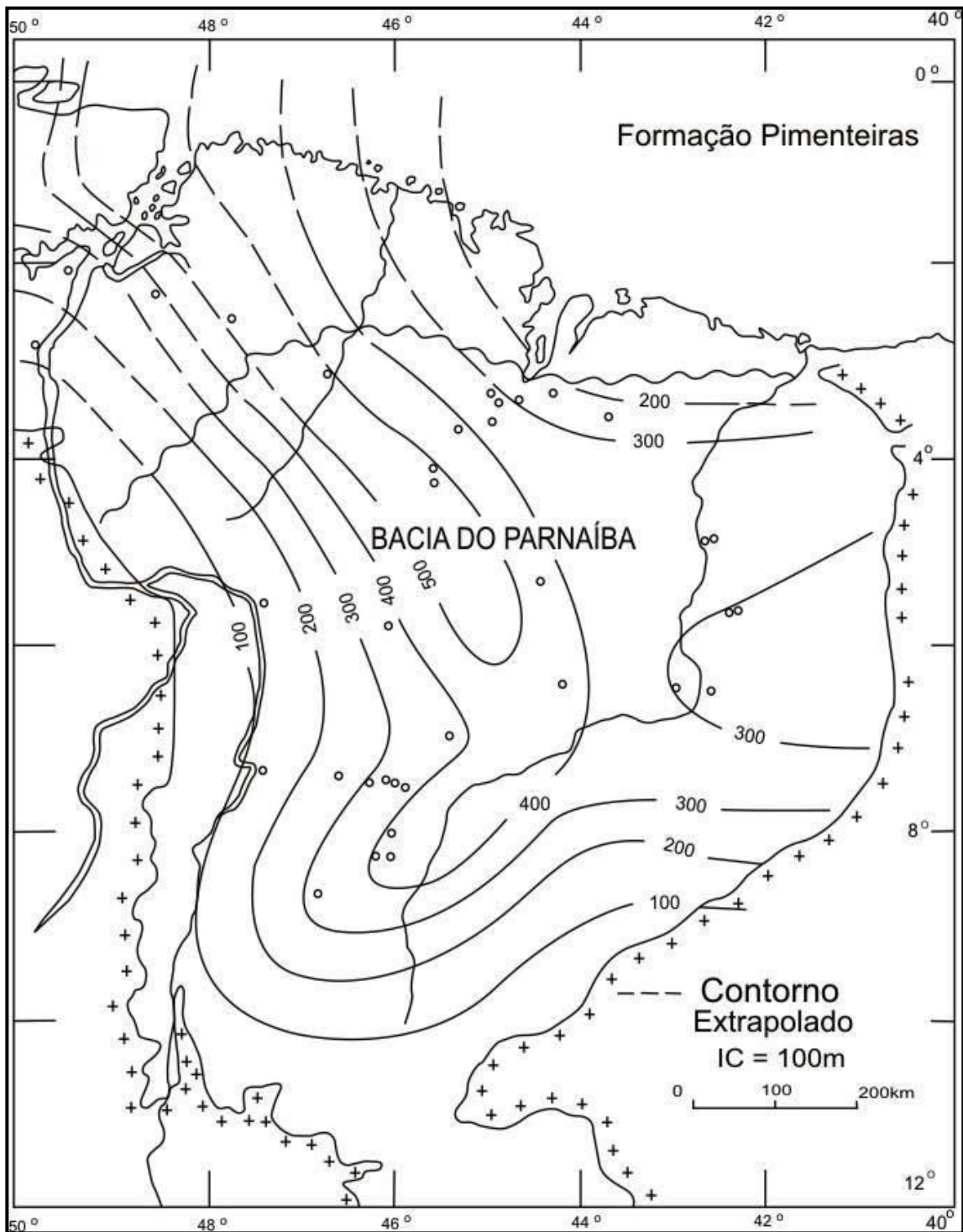


Figura 18 - Mapa de isópacas da Formação Pimenteiras. Fonte: Caputo (1984).

4.3.3.3 Formação Cabeças

Com mesma idade givetiana-frasniana, a Formação Cabeças é formada predominantemente por arenitos médios a grossos, com intercalações delgadas de siltito e folhelho (DELLA FÁVERA, 1990). Interpreta-se um paleoambiente de sedimentação nerítico-plataformal, dominado por corrente de maré (DELLA FÁVERA, 1982; FREITAS, 1990 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) e eventual influência periglacial registrada por diamictito, nos quais ocorrem algumas superfícies estriadas (CAPUTO, 1984). Segundo Fortes (1990), ocorrem também arenitos finos a médios associados a arenito grosso, depositados em paleoambiente fluvial/estuarino também com influência periglacial. Nesta formação ocorrem feições de lobos sigmoidais ou sigmóides, extremamente comuns nas bacias brasileiras, ocorrendo também nas formações Marfim e Pojuca (Bacia do Recôncavo) e na Formação Furnas (Bacia do Paraná), de acordo com Della Favera (2001). Com base no mapa de isópacas (Figura 19), estima-se uma espessura entre 100 – 400 m, com espessamento da formação para leste da bacia.

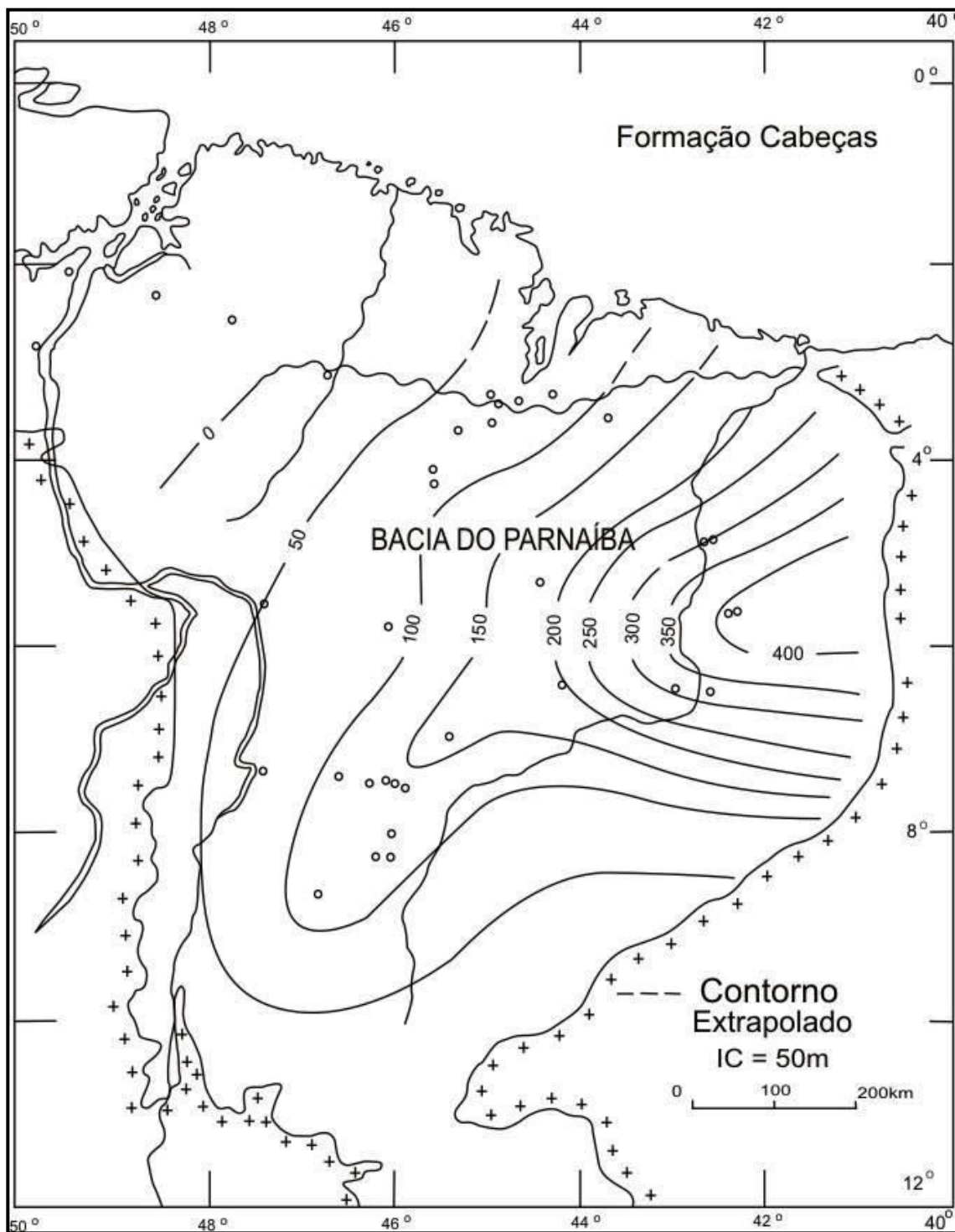


Figura 19 - Mapa de isópacas da Formação Cabeças. Fonte: Caputo (1984).

4.3.3.4 Formação Longá

A Formação Longá (ALBUQUERQUE; DEQUECH, 1945 *apud* GÓES & FEIJÓ, 1994) é composta por folhelho, siltito e arenito fino branco e argiloso, depositados em paleoambiente nerítico plataformar dominado por tempestade, durante o Fameniano (Neodevoniano). Caputo (1984) descreve a formação em três unidades, compostas da base para o topo, respectivamente, por folhelho, arenito fino a conglomerático e folhelho intercalado com siltito, evidenciando, segundo Della Fávera (1990), uma seqüência transgressivo-regressiva. Ambos os autores a caracterizam como uma seção predominantemente argilosa.

Estima-se uma espessura máxima de sedimentos na ordem de 150 m, nas porções centro-noroeste e leste da bacia (Figura 20). Segundo Della Fávera (1990), esta formação separa-se abruptamente da Formação Cabeças, na base, e no topo passando gradacionalmente para a Formação Poti, embora localmente de forma discordante.

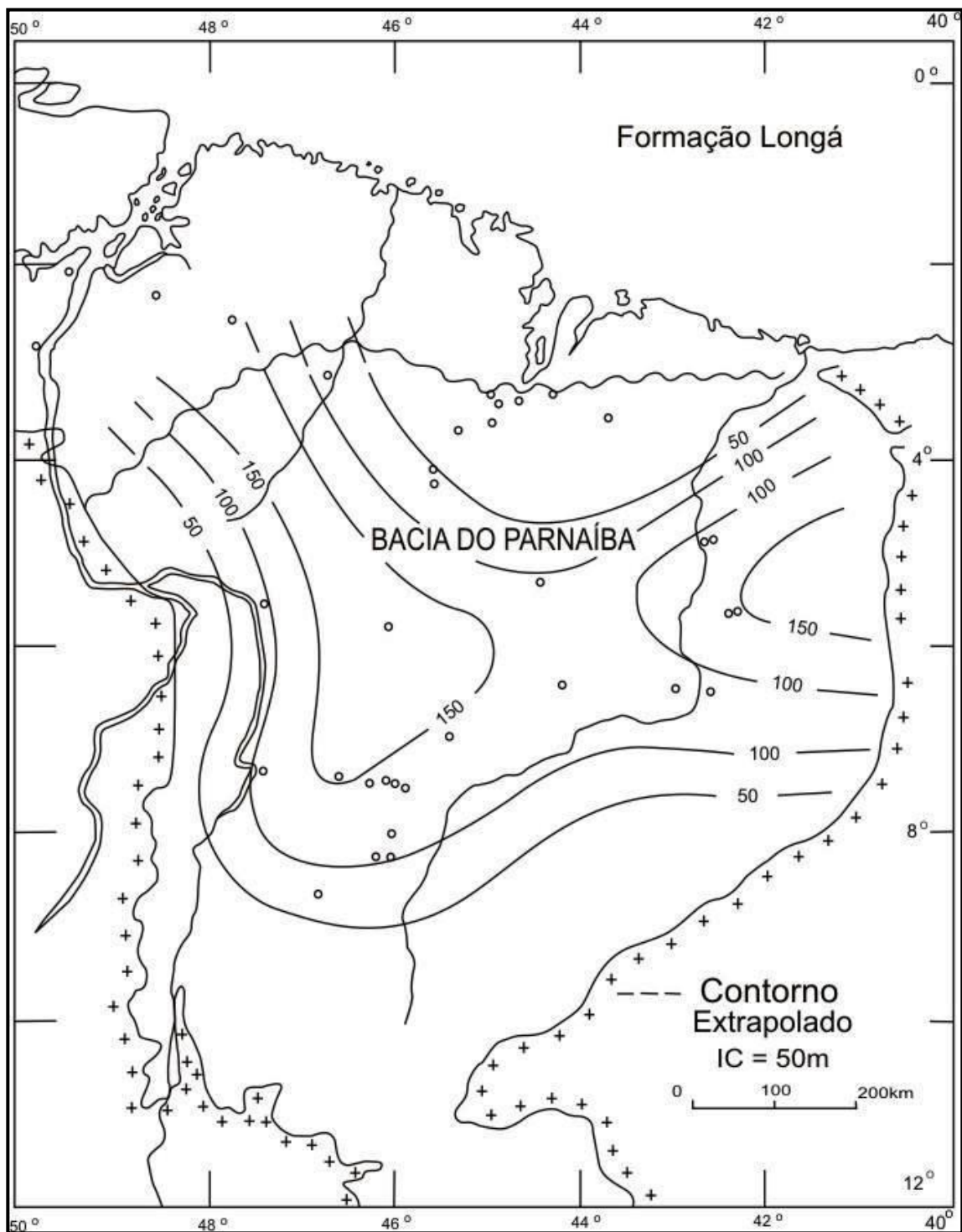


Figura 20 - Mapa de isópacas da Formação Longá. Fonte: Caputo (1984).

4.3.3.5 Formação Poti

A Formação Poti (PAIVA, 1937 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é formada por arenito cinzaesbranquiçado, com intercalações e interlaminções de folhelhos e siltitos, depositados em sistemas deltáico e de planície de maré, eventualmente com influência de tempestades, durante o Tournaisiano (Eocarbonífero). Caputo (1984) separa esta formação em quatro unidades, compostas, basicamente por intercalações de arenitos e siltitos. Della Fávera (1990) destaca a ocorrência ocasional de diamictitos e carvão em delgadas camadas, além de depósitos tempestíticos, na parte superior da seção. A espessura de sedimentos é estimada com mais de 300 m (Figura 21).

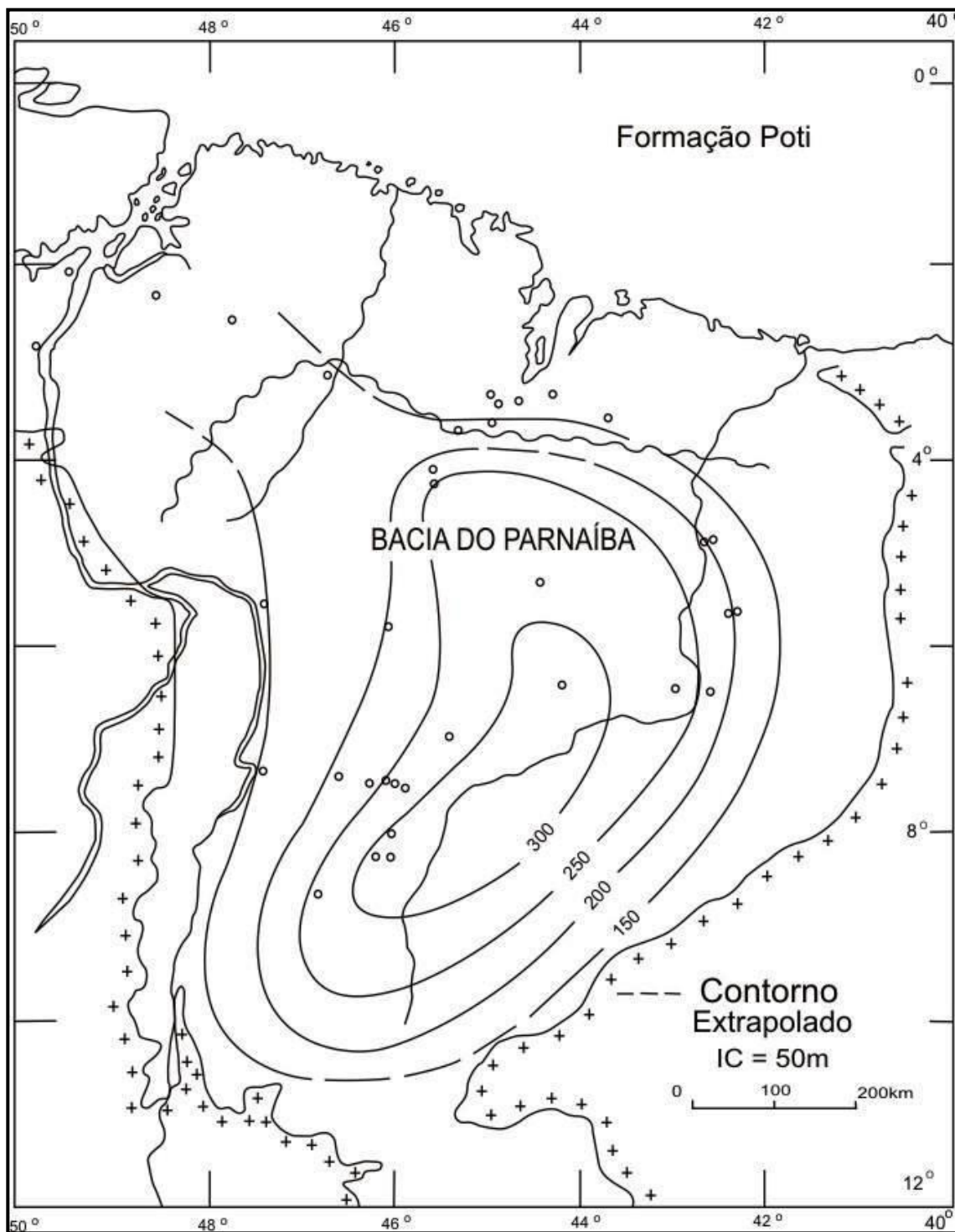


Figura 21 - Mapa de isópacas da Formação Poti. Fonte: Caputo (1984).

4.3.4 Grupo Balsas

Sobreposto ao Grupo Canindé e sotoposto ao Grupo Mearim, ambos em discordância, o Grupo Balsas (GÓES *et al.*, 1989, 1992 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é constituído pelo complexo clástico-evaporítico, dividido em quatro formações, concordantes nesta sequência: Piauí, Pedra de Fogo, Motuca e Sambaíba. Correlaciona-se com os grupos Tefé (Bacia do Solimões), Tapajós (Bacia do Amazonas) e Itararé, Guatá e Passa Dois (Bacia do Paraná). De acordo com Caputo (1984), a mudança na sedimentação é atribuída a soerguimentos locais da bacia, o que também pode ter condicionado o deslocamento do depocentro.

4.3.4.1 Formação Piauí

A Formação Piauí (SMALL, 1914 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é constituída basicamente por arenito fino a médio, cinza-esbranquiçado, eventualmente conglomerático, folhelho vermelho e calcário. Foram depositados em paleoambiente continental litorâneo, sob clima árido durante o Westphaliano e Estefaniano (Neocarbonífero). Caputo (1984) interpreta que houve diversas ingressões do mar durante a deposição desta seção. Os sedimentos possuem feições estruturais intercaladas que evidenciam transporte por vento e água. Em subsuperfície, em direção a porção noroeste da bacia, predominam folhelho, calcário e anidrita, sendo sobre e sotopostos pelos arenitos da mesma formação (CAPUTO, 1984). A formação afina em direção a porção sudeste e leste da bacia, onde foram descritas camadas de carvão com menos de 5 cm de espessura, indicando uma redução do espaço disponível à época da sedimentação. Além disso, o tipo e ocorrência de sedimentos nesta formação permitem inferir que a entrada do mar (raso) na bacia, possivelmente, se deu através da porção noroeste, através das bacias de Retro-arco Andinas, Solimões e Amazonas, sendo a porção leste da bacia afetada pelo nível de mar alto. A Formação Poti possui espessura de sedimentos com mais de 330 m (Figura 22).

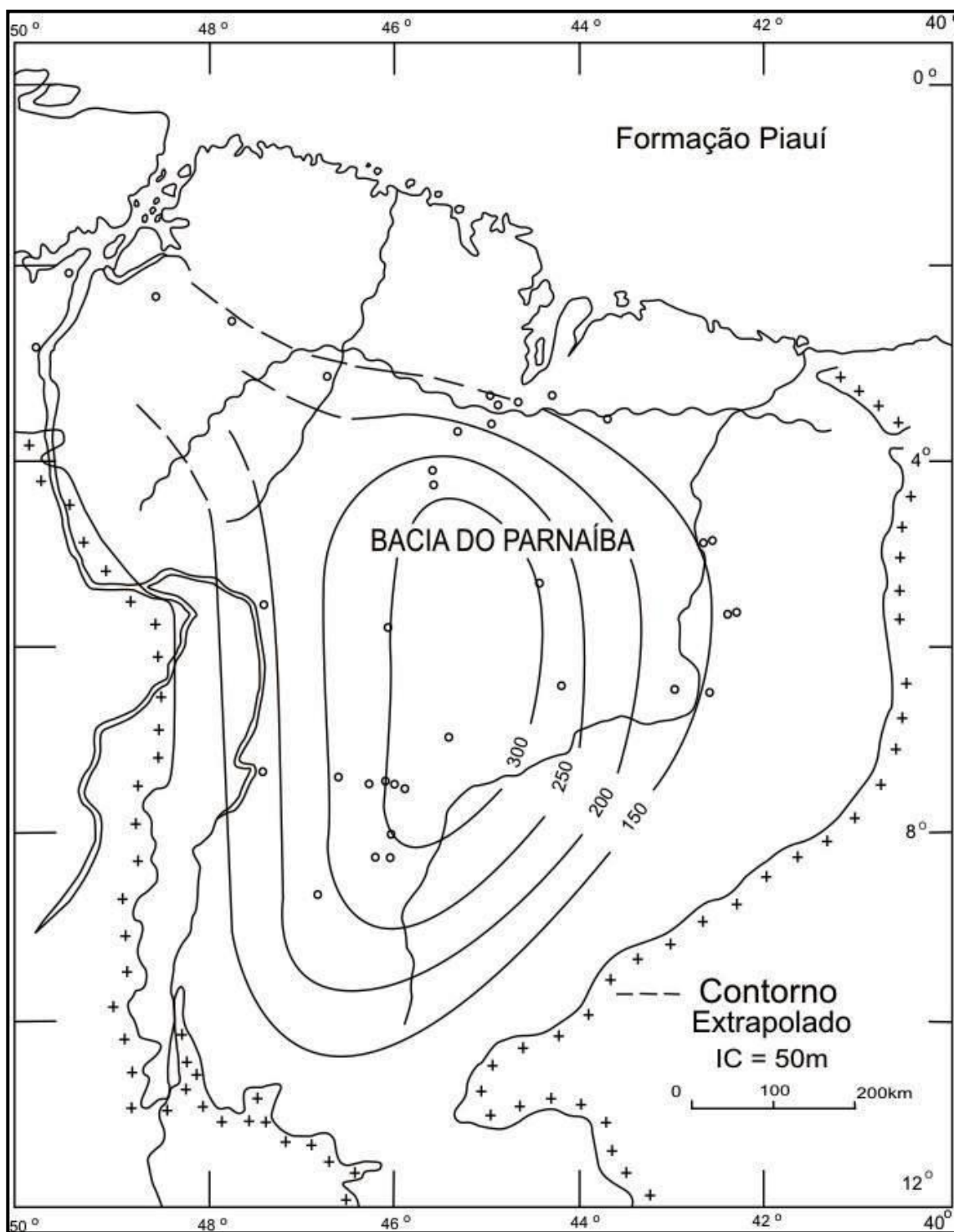


Figura 22 - Mapa de isópacas da Formação Piauí. Fonte: Caputo (1984).

4.3.4.2 Formação Pedra de Fogo

Com uma grande variedade de rochas a Formação Pedra de Fogo (PLUMMER, 1946 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é caracterizada pela presença de sílex, calcário oolítico e pisolítico, creme a branco, e estromatólitos, intercalado com arenito fino e médio amarelado, folhelho cinza, e ainda anidrita branca, depositados em um contexto marinho raso a litorâneo, em planícies de sabkha, durante o Eopermiano. Camadas de carvão, com alguns milímetros de espessura, foram reconhecidas por Aguiar (1971) na porção superior da bacia. Della Fávera (2001) se refere a formação como sendo composta por tempestitos intercalados com fendas de ressecamento (*mud cracks*), indicando períodos de alto setup costeiro, produzido por tempestades, com fases de dessecação, quando uma área da bacia teria ficado exposta ao ar. Segundo Caputo (1984), esta formação correlaciona-se com as formações: Nova Olinda (Amazonas), Aracaré (Sergipe-Alagoas), além de outras em bacias africanas, interpretadas como bacias lacustrinas isoladas. Em relação às glaciações na Bacia do Paraná de mesma idade, Crowell (1978, *in* CAPUTO, 1984) interpreta as diferenças paleoambientais como sendo função do pólo de rotação sul do Gondwana. A espessura de sedimentos é estimada em mais de 240 m na porção centro-norte da bacia (Figura 23).

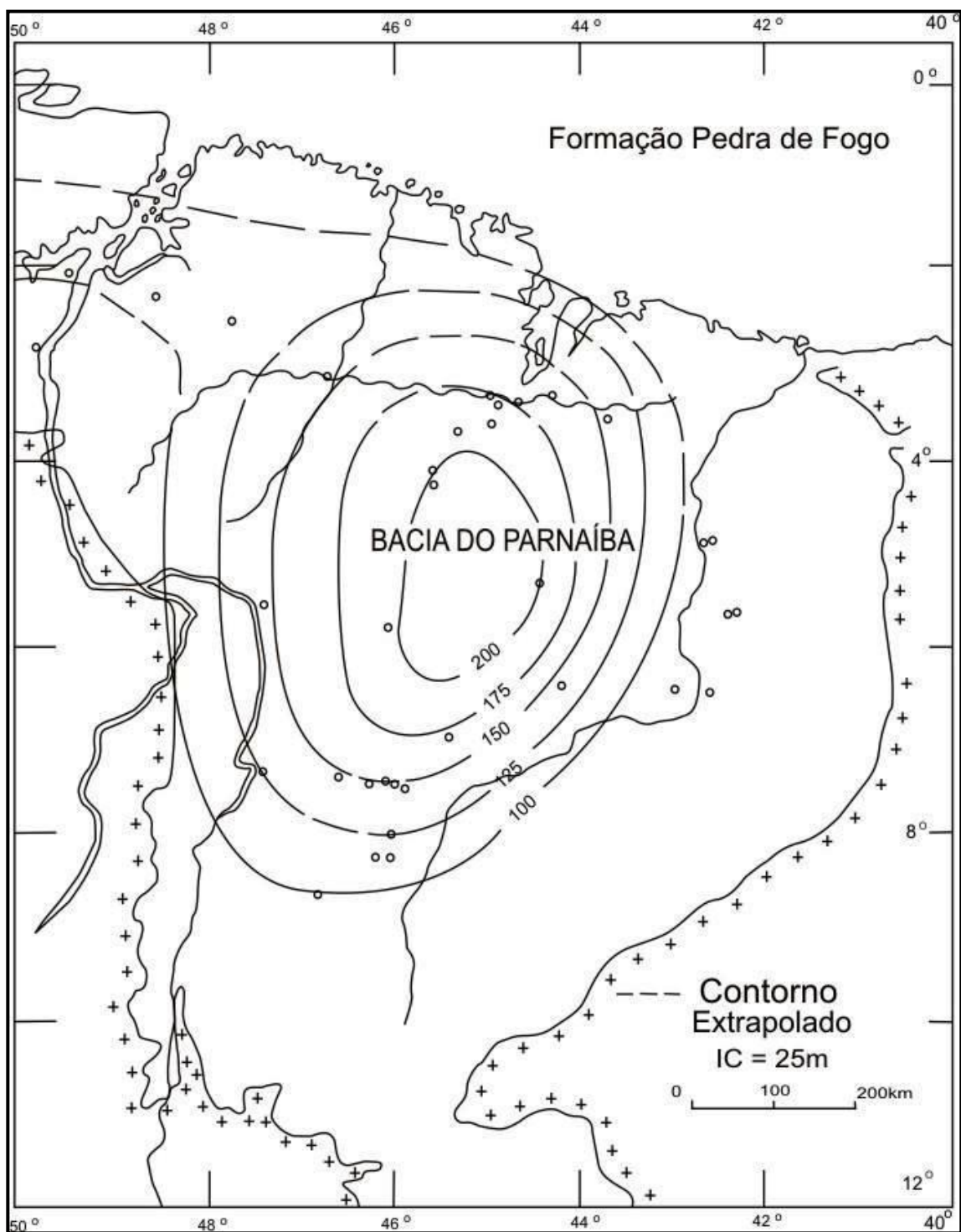


Figura 23 - Mapa de isópacas da Formação Pedra de Fogo. Fonte: Caputo (1984).

4.3.4.3 Formação Motuca

A Formação Motuca (PLUMMER, 1946 *apud* GÓES; FEIJÓ, 1994) é formada por siltitos vermelhos a marrons, arenito branco fino a médio, anidrita branca e raramente calcários, interpretados como provenientes de ambiente continental desértico controlado por sistemas lacustres, de idade Neopermiano (Kazaniano/Tatariano), em condições de aridez. Aguiar (1971) resume a formação em três unidades, da base para o topo: arenitos, folhelho/calcário/anidrita, recobertos por arenitos. A paleotopografia de grande parte da bacia era, possivelmente, suave, nos períodos de aridez, seguido de um período de grande umidade, quando um enorme lago deve ter se desenvolvido. Esta fase culminou num período mais seco, no qual progradações fluviais e eólicas em direção ao centro da bacia devem ter sido implantadas. Correlaciona-se com a porção superior da Formação Andirá, na Bacia do Amazonas (CAPUTO, 1984). A espessura máxima de sedimentos é superior a 200 m, na porção central da bacia (Figura 24).

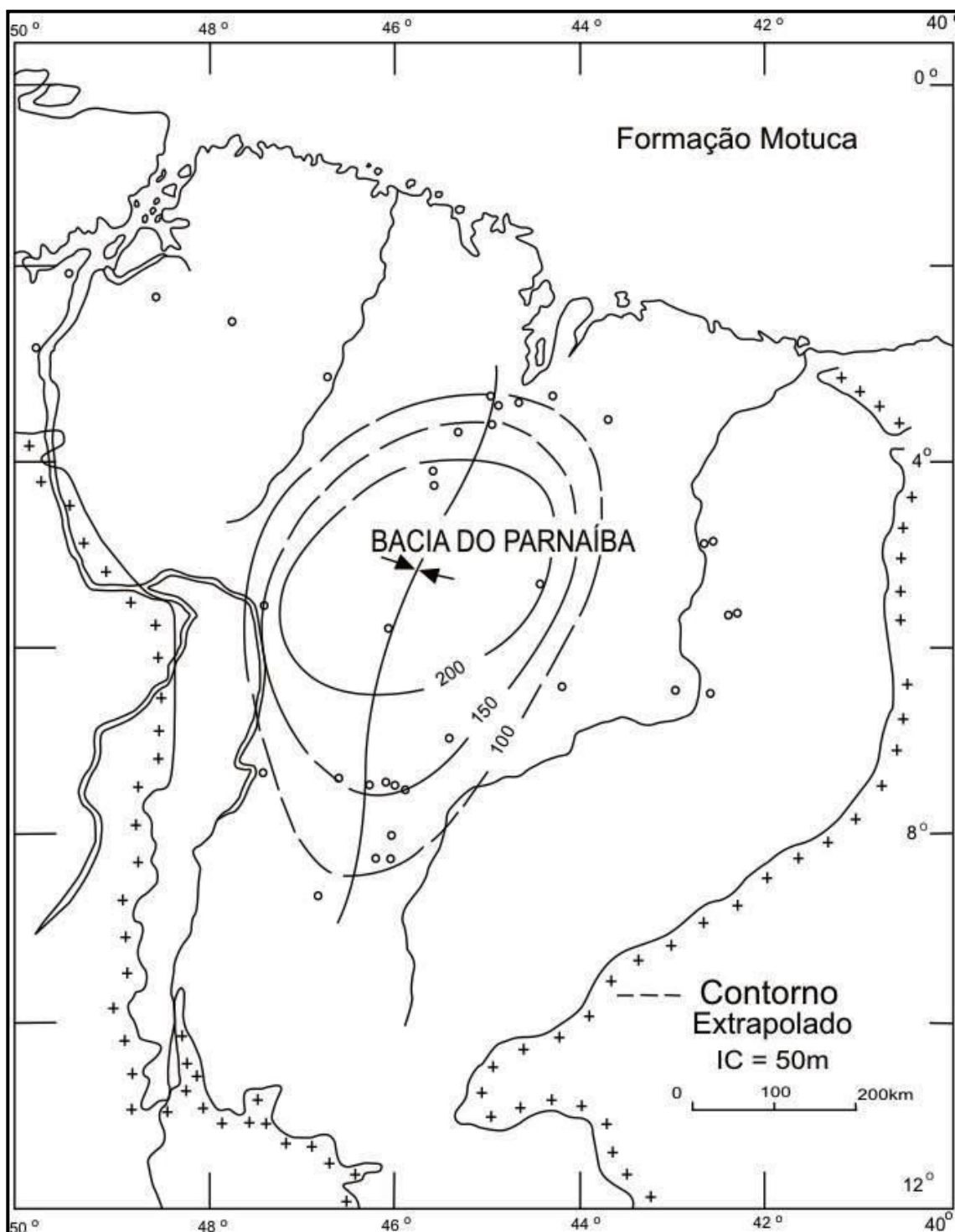


Figura 24 - Mapa de isópacas da Formação Motuca. Fonte: Caputo (1984).

4.3.4.4 Formação Sambaíba

A Formação Sambaíba é composta por arenito róseo a amarelo, bem selecionado e com estratificações cruzadas de grande porte, caracterizando um sistema eólico e fluvial (CAPUTO, 1984) depositado em paleoambiente desértico.

A idade desta formação é duvidosa, uma vez que a ausência de fósseis impede as datações bioestratigráficas. Assim, sua idade foi determinada baseada em posicionamento estratigráfico, estando situada entre o Eotriássico (sobre a Formação Motuca) e Mesotriássico (abaixo da Formação Mosquito). Além disso, esta unidade não possui correlação com as unidades da Bacia do Amazonas. É parcialmente correlacionável com a Formação Rosário do Sul (Bacia do Paraná), de idade Meso a Neotriássico (CAPUTO, 1984). A espessura máxima de sedimentos é superior a 400 m, na porção central da bacia (Figura 25).

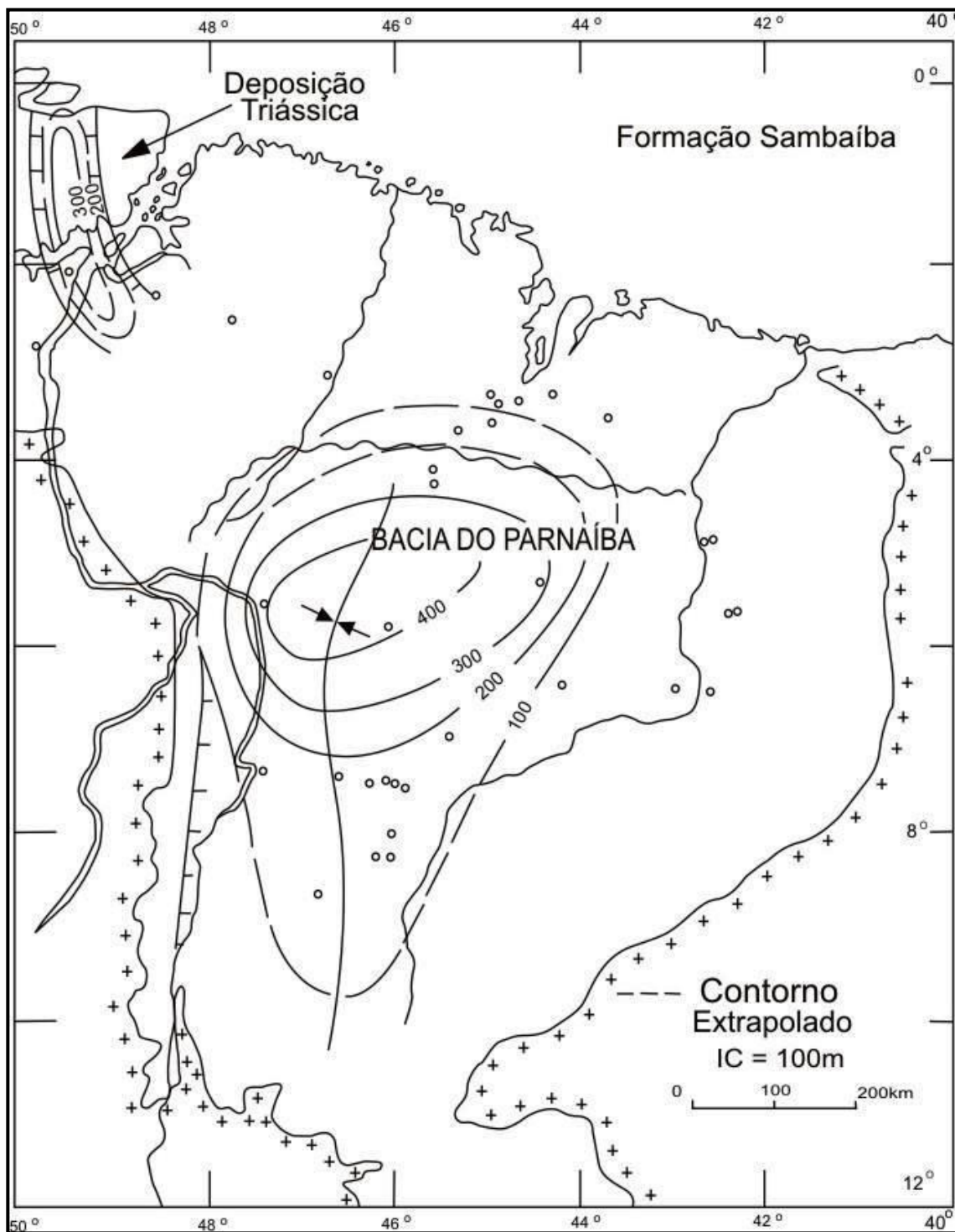


Figura 25 - Mapa de isópacas da Formação Sambaíba. Fonte: Caputo (1984).

4.3.5 Magmatismo Juro-Triássico

4.3.5.1 Formação Mosquito

Posicionado entre os Grupos Balsas e Mearim, o primeiro pulso magmático é denominado na literatura de Formação Mosquito, sendo definido por basalto preto, amigdaloidal, toleítico, eventualmente intercalado com arenito vermelho com leitos de sílex (GÓES; FEIJÓ, 1994). De acordo com Caputo (1984), os sedimentos intercalados indicam deposição em sistemas eólicos e lacustres, em paleoclima quente e árido. A maior espessura desta formação é de aproximadamente 200 m, localizada na porção centro-oeste da bacia (Figura 26).

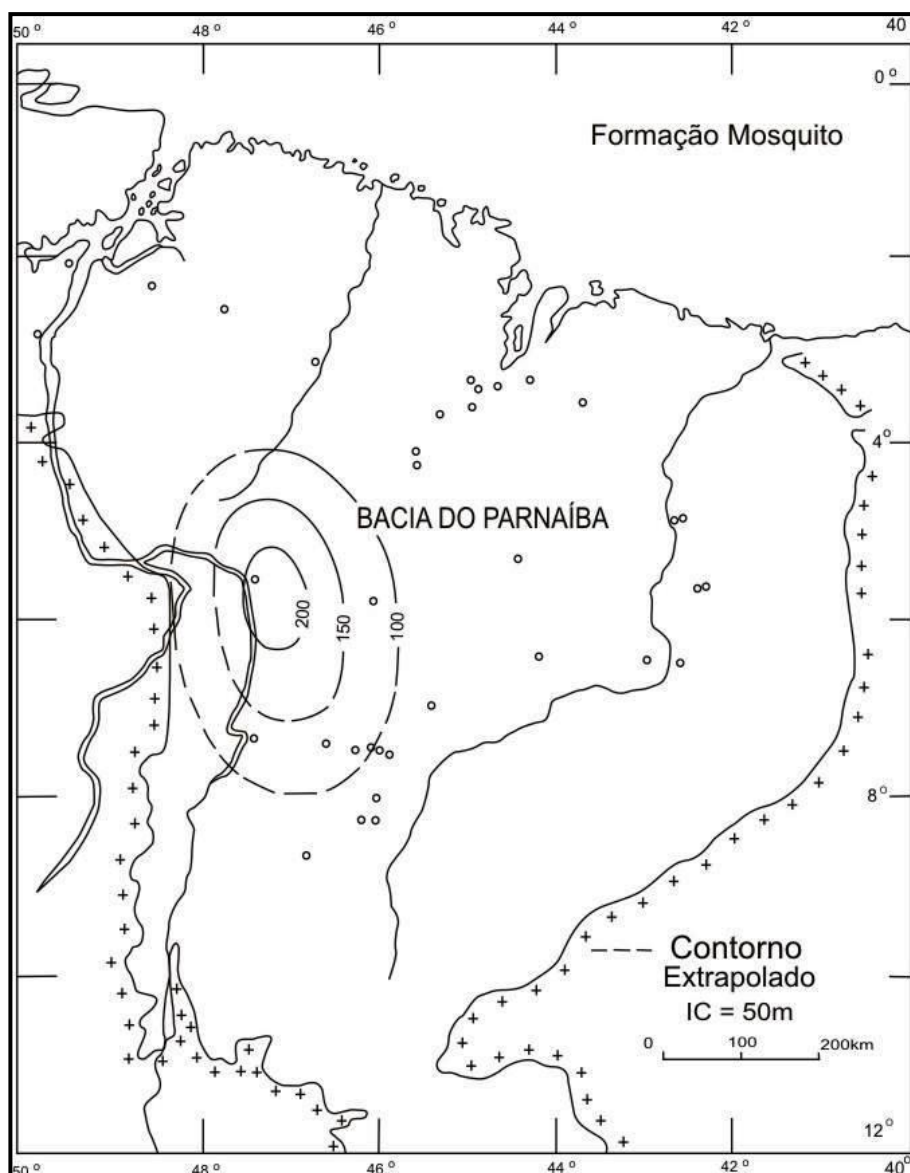


Figura 26 - Mapa de isópacas da Formação Mosquito. Fonte: Caputo (1984).

4.3.6 Grupo Mearim

Diferentemente da proposta original de Lisboa (1914) e Aguiar (1969), este grupo é descrito por Góes *et al.* (1992) como sendo composto pelas formações Pastos Bons e Corda, as quais ocorrem interdigitadas e sobrepostas em discordância ao Grupo Balsas e às rochas vulcânicas da Formação Mosquito, e sotopostas às formações Grajaú, Codó, Itapecuru e Sardinha, também em discordância. Este grupo é tentativamente correlacionado com as formações Juruá Mirim (Bacia do Acre) e Botucatu (Bacia do Paraná), de acordo com Góes; Feijó (1994).

4.3.6.1 Formação Pastos Bons

Góes; Feijó (1994) descrevem a Formação Pastos Bons como sendo composta predominantemente por sedimentos finos – siltito e folhelho/argilito – com grãos de quartzo inclusos (inversão textural). Caputo (1984) separa a formação em três unidades litológicas: inferior, composta por arenitos finos a médios com lentes de calcário; intermediária; caracterizada por folhelhos com arenito médio; e superior, constituída por arenitos gradando a siltitos com intercalações de folhelho, localmente negro e físsil. A ocorrência de calcário sugere que a deposição ocorreu durante um paleoclima quente. Recobre em discordância as formações do Grupo Balsas e é sotoposta em concordância pela Formação Corda. A deposição dos sedimentos desta formação é atribuída aos sistemas lacustre e fluvial, como resultado de uma reorganização da drenagem, em função do soerguimento das porções oeste, noroeste (Arco de Tocantins) e norte (Arco Ferrer) da bacia (CAPUTO, 1984). Sua espessura máxima é de aproximadamente 80 m, na porção sudeste da bacia (Figura 27).

4.3.6.2 Formação Corda

A Formação Corda é composta por arenito cinza esbranquiçado e avermelhado e raros níveis de sílex. Caputo (1984) atribui a esta formação deposição por sistemas de fan-deltas, leques aluviais e eólico, durante o Neojurássico – idade determinada com base em estudos fossilíferos pobres. Della Fávera (2001) caracteriza os sistemas como rios meandrantés e sabkhas.

O clima é interpretado como árido a semi-árido, em função da presença de redbeds dentre outras evidências. Correlaciona-se com as formações Sergi (Araripe e Recôncavo) e Serraria (Sergipe-Alagoas). A espessura da seção é estimada em mais de 70 m, ocupando a mesma porção da bacia da Formação Pastos Bons.

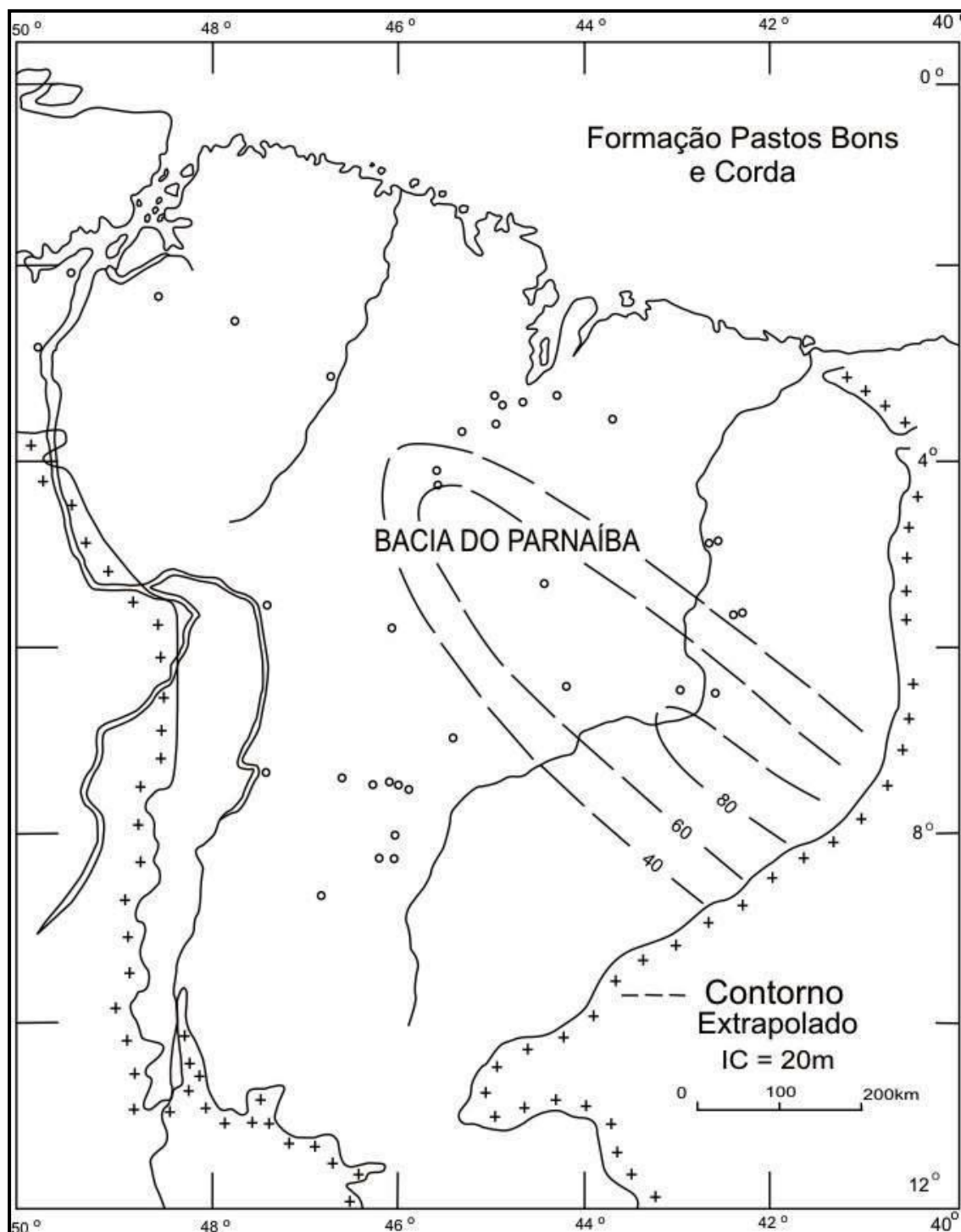


Figura 27 - Mapa de isópacas das Formações Pastos Bons e Corda. Fonte: Caputo (1984).

4.3.7 Magmatismo Eocretáceo

4.3.7.1 Formação Sardinha

Ocorrendo sobreposta ao Grupo Mearim, posição esta evidenciada pela ocorrência de diques de diabásio na Formação Corda (CALDASSO; HANA, 1978 *apud* CAPUTO, 1984), e sotoposta às formações Grajaú e Codó (CAPUTO, 1984), a Formação Sardinha (AGUIAR, 1971), é descrita como basalto preto, amigdalóide, normalmente alterado, o que dificulta sua datação. A formação possui 20 m de espessura e sua extensão é limitada.

4.3.8 Formações Grajaú-Codó-Itapecuru e Urucuia-Aerado

Os sistemas Grajaú-Codó-Itapecuru e Urucuia-Aerado, ocorrem na porção norte e sul da bacia, respectivamente. Estas unidades estão associadas a um único ciclo deposicional, distribuídas em dois sistemas distintos, que se equivalem cronoestratigraficamente (GÓES; FEIJÓ, 1994). Estão acomodadas discordantemente sobre as unidades jurássicas, triássicas, paleozóicas, bem como sobre rochas pré-cambrianas. As formações Grajaú, Codó e Itapecuru correlacionam-se com as unidades homônimas das bacias de Bragança-Viseu, São Luís, Ilha Nova e ao Grupo Canárias, da Bacia de Barreirinhas (GÓES; FEIJÓ, 1994).

4.3.8.1 Formação Grajaú

A Formação Grajaú é composta por arenito esbranquiçado fino a conglomerático, que ocorrem interdigitados com a Formação Codó, segundo trabalhos de campo e fotointerpretação realizados por Carneiro (1974 *apud* CAPUTO, 1984). Caputo (1984) interpreta os sedimentos da Formação Grajaú como sendo depositados por sistemas de fan-deltas e deltas, e sua idade atribuída ao Aptiano - Albiano superiores, determinada com base na relação estratigráfica com a Formação Codó. Estima-se espessura de sedimentos superior a 100 m (Figura 28).

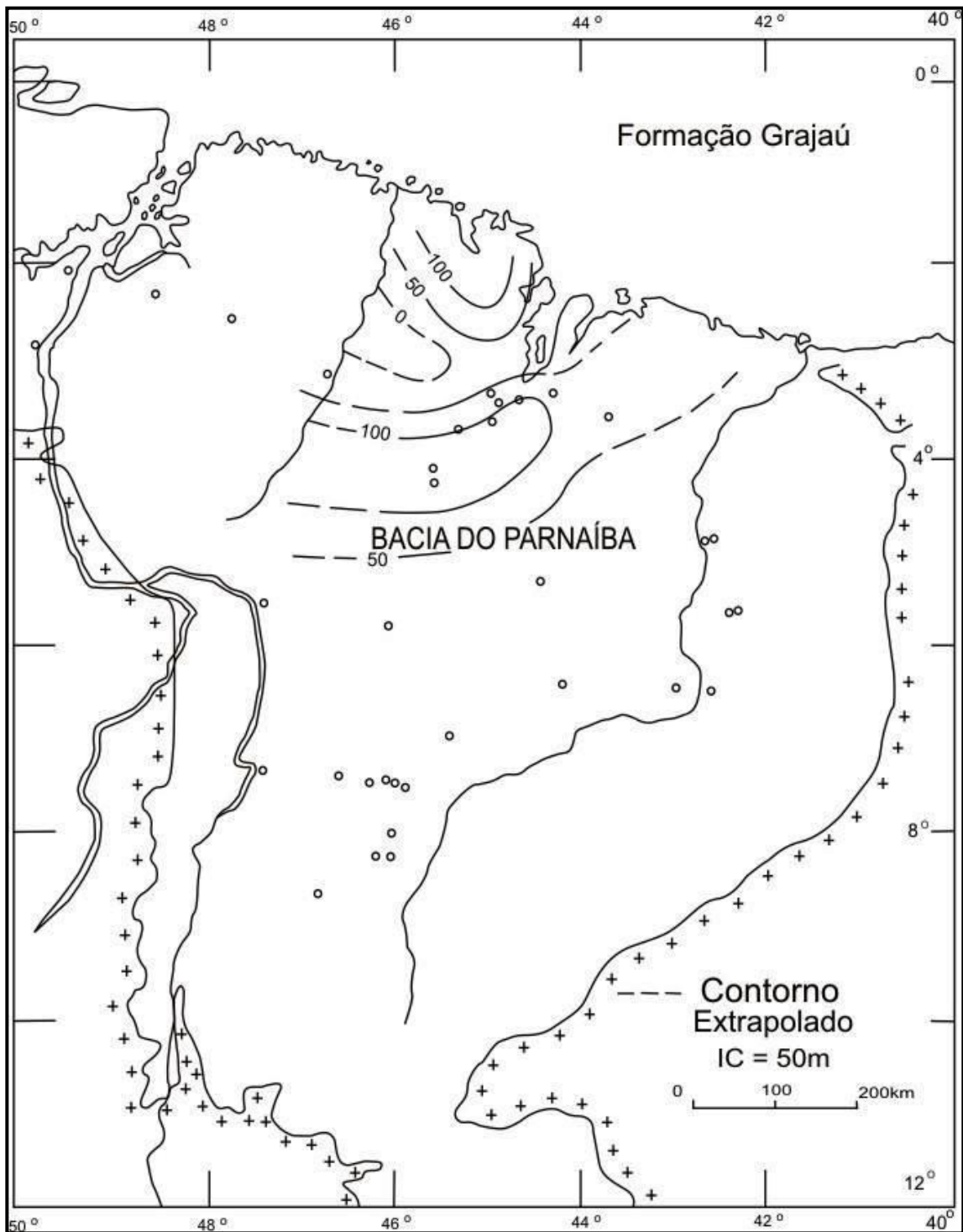


Figura 28 - Mapa de isópacas da Formação Grajaú. Fonte: Caputo (1984).

4.3.8.2 Formação Codó

A Formação Codó é composta em subsuperfície por três unidades, descritas por Rezende; Pamplona (1970): a unidade basal é composta por conglomerado basal seguido por folhelhos betuminosos, intercalados com calcário. A unidade intermediária é composta por um conglomerado polimítico recoberto por folhelhos fossilíferos. A unidade superior compreende basicamente calcário, arenito e siltito, depositada em sistemas deltáicos e lacustres. Com base em palinomorfos, esta formação é correlacionada com as formações Barro Duro e Arpoador (Bacia de Barreirinhas) e Santana (Bacia do Araripe), além da Formação Riachuelo (Bacia de Sergipe-Alagoas). Sua espessura de sedimentos é superior a 400 m (Figura 29).

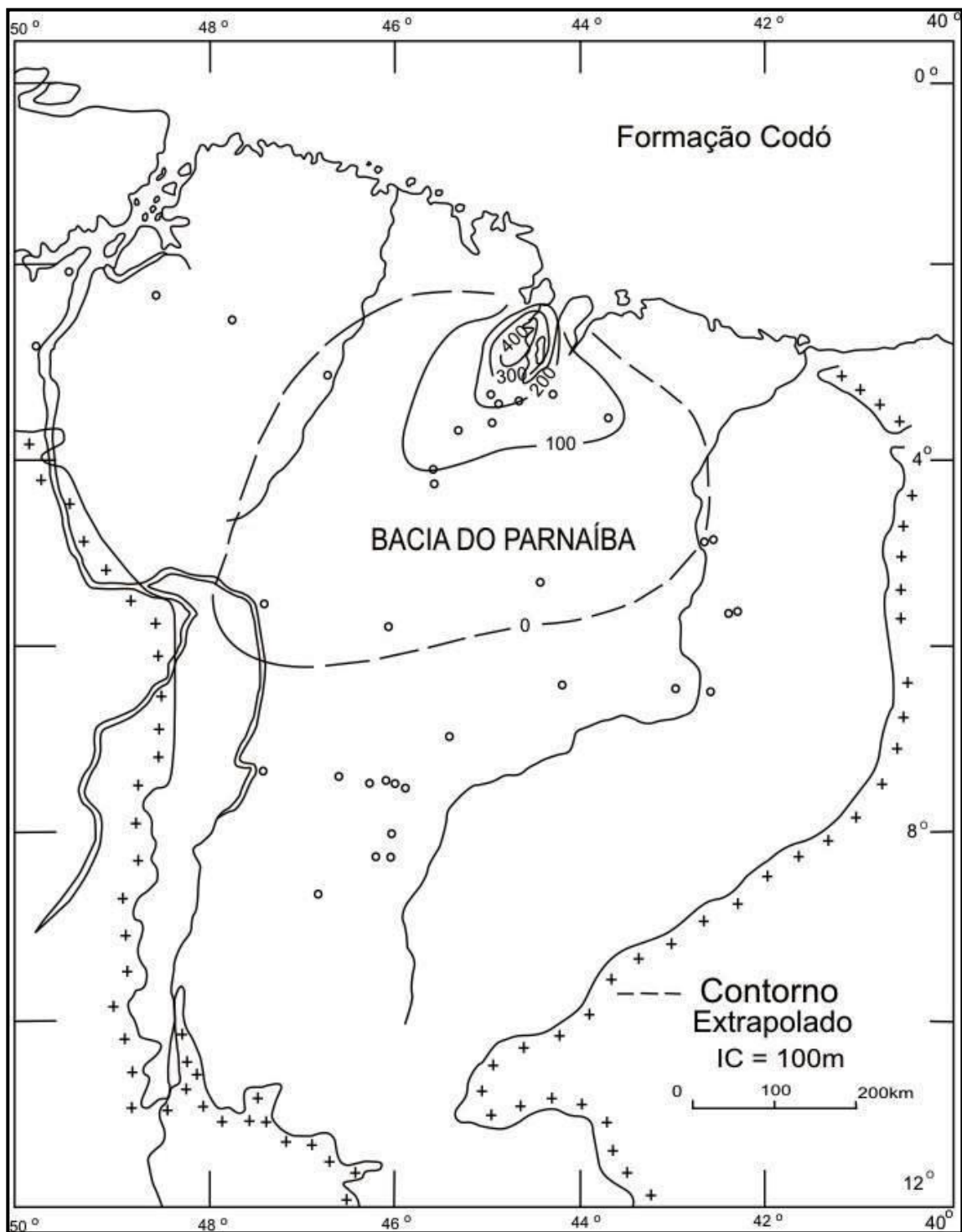


Figura 29 - Mapa de isópacas da Formação Codó. Fonte: Caputo (1984).

4.3.8.3 Formação Itapecuru

Com espessura máxima estimada em 2.000 m (Figura 30), a Formação Itapecuru recobre as formações Grajaú e Codó, sendo constituída por arenito variegado fino a grosso, principalmente avermelhado, com conglomerado, siltitos e folhelhos intercalados. Crostas lateríticas e bauxíticas estão presentes no topo da unidade na porção noroeste da bacia (CAPUTO, 1984). Estes sedimentos são interpretados como sistemas fluvio-lacustres, depositados em regime climático árido sobre os sedimentos das formações Codó e Grajaú, durante o Albiano, no Eocretáceo (GÓES; FEIJÓ, 1994).

4.3.8.4 Formação Aerado

Ocupando a porção sul da bacia, com espessura sedimentar em torno de 70 m, a Formação Areado, de acordo com Góes; Feijó (1994), é composta por siltito e folhelho marrom-avermelhado, arenito róseo a avermelhado e lentes de conglomerado depositado em ambiente continental desértico, controlado por sistema flúvio lacustre. Segundo Caputo (1984), a maior deposição destes sedimentos ocorreu mais a sul, na Bacia do São Francisco, com aproximadamente 1.000 Km de extensão na direção N-S e 500 Km para L-O.

Seus sedimentos recobrem, discordantemente, a Formação Piauí e outras mais antigas, e são recobertos, concordantemente, pela Formação Uruçuia.

4.3.8.5 Formação Uruçuia

A Formação Uruçuia é composta por arenito fino a médio, esbranquiçado a róseo, depositado também em ambiente continental, controlado por sistemas fluviais e sujeito a retrabalhamento eólico. Esta formação é considerada como equivalente a Formação Itapecuru, por se tratar de uma formação afossilífera, sua idade é tentativamente posicionada no Albiano (GÓES; FEIJÓ, 1994).

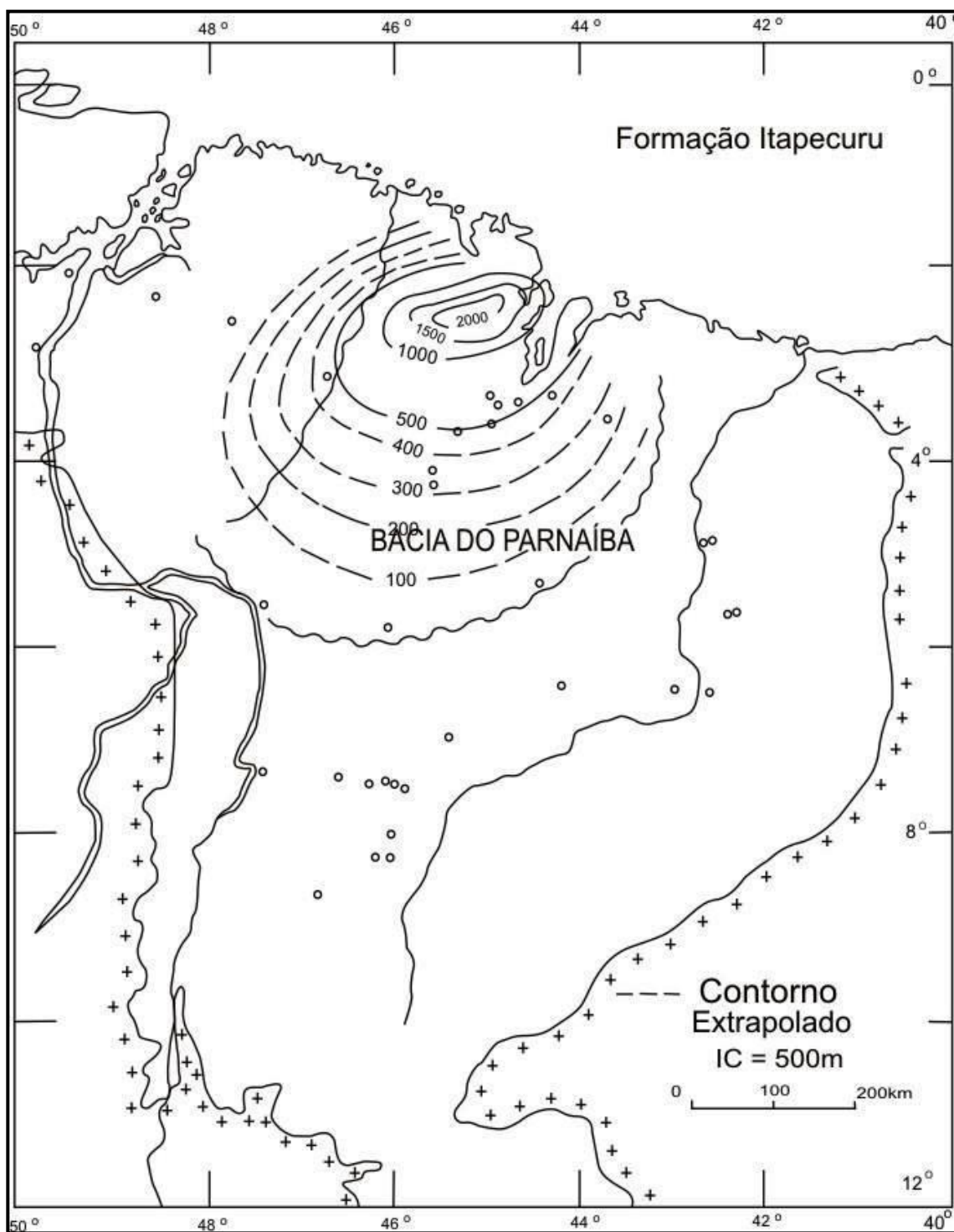


Figura 30 - Mapa de isópacas da Formação Itapecuru. Fonte: Caputo (1984).

4.4 SISTEMAS PETROLÍFEROS

A Bacia do Parnaíba ainda não possui um sistema petrolífero confirmado (ARCE *et al.*, 2006). No entanto, Petersohn (2007) apontou como principal sistema petrolífero o sistema Pimenteiras-Cabeças, o qual tem sua geração atribuída aos folhelhos pretos com carbono orgânico da Formação Pimenteiras e seus reservatórios nos arenitos deltáicos da Formação Cabeças; atentou também para rochas geradoras secundárias, sendo citadas rochas das formações Tianguá e Longá. Ainda segundo Arce (*op. cit.*), as rochas equivalentes a Formação Pimenteiras, na margem da costa oeste africana, são comprovadamente geradoras.

O estudo geoquímico realizado por Rodrigues (1995) para avaliação das potências geradoras contemplou os folhelhos radioativos, referentes a Formação Pimenteiras, com a maior concentração de matéria orgânica. No qual foram constatadas concentrações médias de carbono orgânico total (COT) da ordem de 2,0%, com picos de até 6,0%.

Parte das dúvidas existentes a respeito da bacia do Parnaíba podem ser sintetizadas na exposição do Prof. Edmison Moutinho dos Santos da Cátedra do Gás Natural da Universidade de São Paulo (informação pessoal, datada de 10 de fevereiro de 2011):

“Quanto à contribuição do conhecimento geológico para a indústria do gás natural - O estudo das bacias sedimentares e o aumento do conhecimento em geologia de petróleo são fundamentais para a indústria, pois fornecem a base para as decisões sobre os projetos de exploração. É consenso entre os participantes (empresas) dos leilões da ANP que o Brasil perde receita por não aumentar o conhecimento geológico, o que representa a queda no sucesso exploratório, ainda mais em tempos de Pré-Sal monopolizador de todas as atenções.

No caso paraense, o conhecimento geológico das bacias próximas deve ser aprofundado e revisado, pois representam fontes potenciais de gás natural a ser fornecido ao mercado futuro estadual. Porém, estas ações demandam tempo e principalmente recursos, em média 250 milhões de reais por ano. E

também ações integradas entre universidades e empresas de modo a sair do ambiente teórico e inseri-lo na realidade da indústria.

O Brasil hoje sente a falta de profissionais na indústria de petróleo, engenheiros de petróleo, geólogos, geofísicos, etc. As universidades e a própria indústria não conseguem fornecer gente suficiente para trabalhar no que está aí e nem no que virá a frente em alguns anos. Como exemplo, veja a geologia em que os profissionais trabalham em diversas áreas, qual o setor exige hoje mais mão-de-obra: mineração, obras civis, mapeamento ou petróleo e gás? E aí, vemos a dificuldade de aproximar a universidade da indústria e gerar mais conhecimento, seja em número de profissionais seja em quantidade de conhecimento sobre as bacias sedimentares. Parte dos recursos para o aumento do conhecimento sobre geologia de petróleo pode vir de contribuições da indústria, mas para aplicar os recursos são necessários geocientistas de petróleo.

Os indícios de gás e a retomada das atividades exploratórias próximas e no Pará são promissores, daí a necessidade de aumentar o conhecimento das bacias sedimentares, problema sentido no momento da avaliação do grau de interesse a respeito de um bloco. E isto é válido mesmo para bacias “velhas conhecidas” como a do Pará-Maranhão e Parnaíba. A expressão “tudo o que se conhece” pode ser substituída por “é só que se conhece? ”.

A geração de hidrocarbonetos para os intervalos da Formação Pimenteiras pode estar ligada diretamente a intrusão dos diques e soleiras de diabásio, já que houve baixa evolução térmica da bacia por subsidência (ARCE, *op. cit.*). Esta influência das soleiras pode ser constatada através do aumento gradativo da reflectância da vitrinita para os folhelhos que se encontram em contato com o diabásio (RODRIGUES, 1995). (Figura 31)

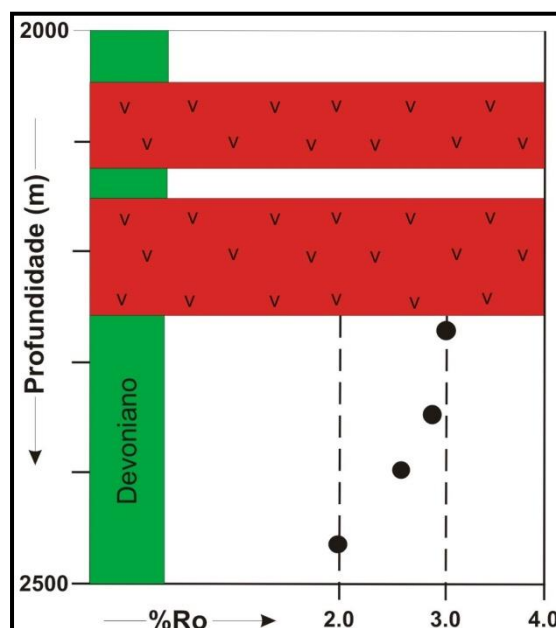


Figura 31 - Aumento gradativo da reflectância da vitrinite nas proximidades da intrusão de diabásio. Modificado de Rodrigues (1995).

Segundo Arce *et al.* (2006) a migração dos hidrocarbonetos neste sistema petrolífero poderia ocorrer através de falhas, ao longo dos diques de diabásio, por contato direto gerador-reservatório ou através de *carrier beds*. Góes; Travassos; Nunes (1990) sugeriram que os corpos lenticulares dentro da própria Formação Pimenteiras poderiam servir como reservatórios de hidrocarbonetos, visto que o processo de migração ficaria bastante facilitado devido ao direto contato com as rochas geradoras.

O principal trapeamento é estrutural, podendo ocorrer também acumulações associadas a *pinch-outs* dos arenitos da Formação Cabeças (Mesner; Wooldridge, 1964). As rochas capeadoras seriam os folhelhos da Formação Longá (PETERSOHN, 2007).

No diagrama de eventos (Figura 32), pode-se perceber a idade dos componentes deste sistema petrolífero como Devoniano, alguns períodos de subsidência, a não confirmação da formação das trapas, bem como a geração e migração, e ainda um momento crítico de idade marcada na transição Triássico-Jurássico.

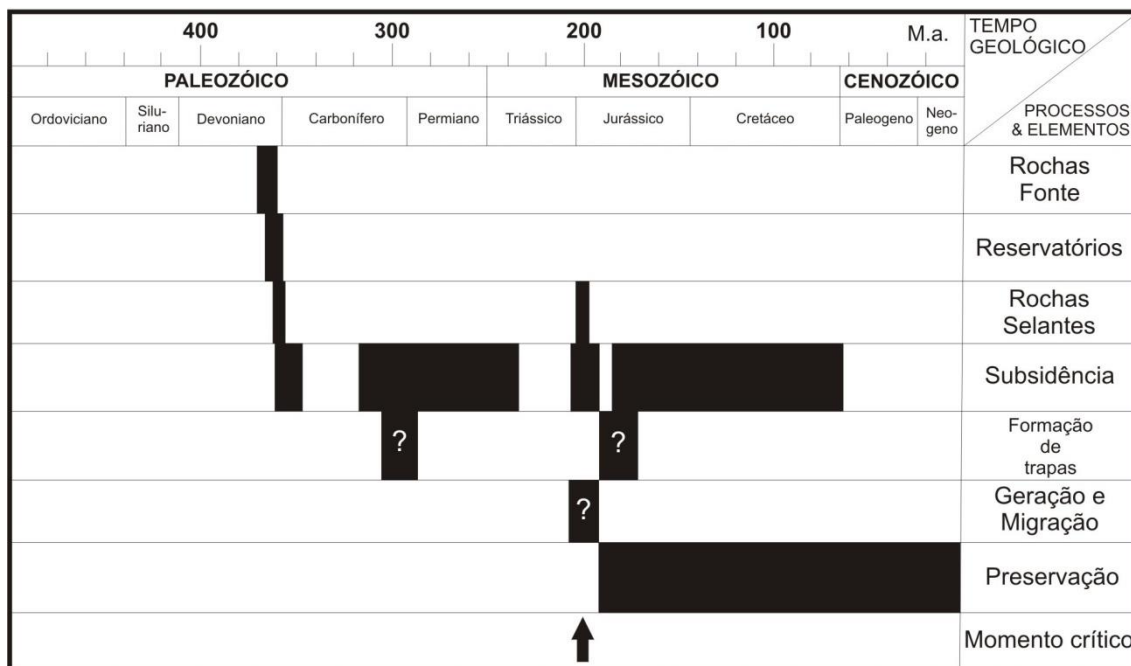


Figura 32 - Diagrama de eventos para Bacia do Parnaíba. Modificado de Góes *et al.* (1992 *apud* ARCE *et al.*, 2006)

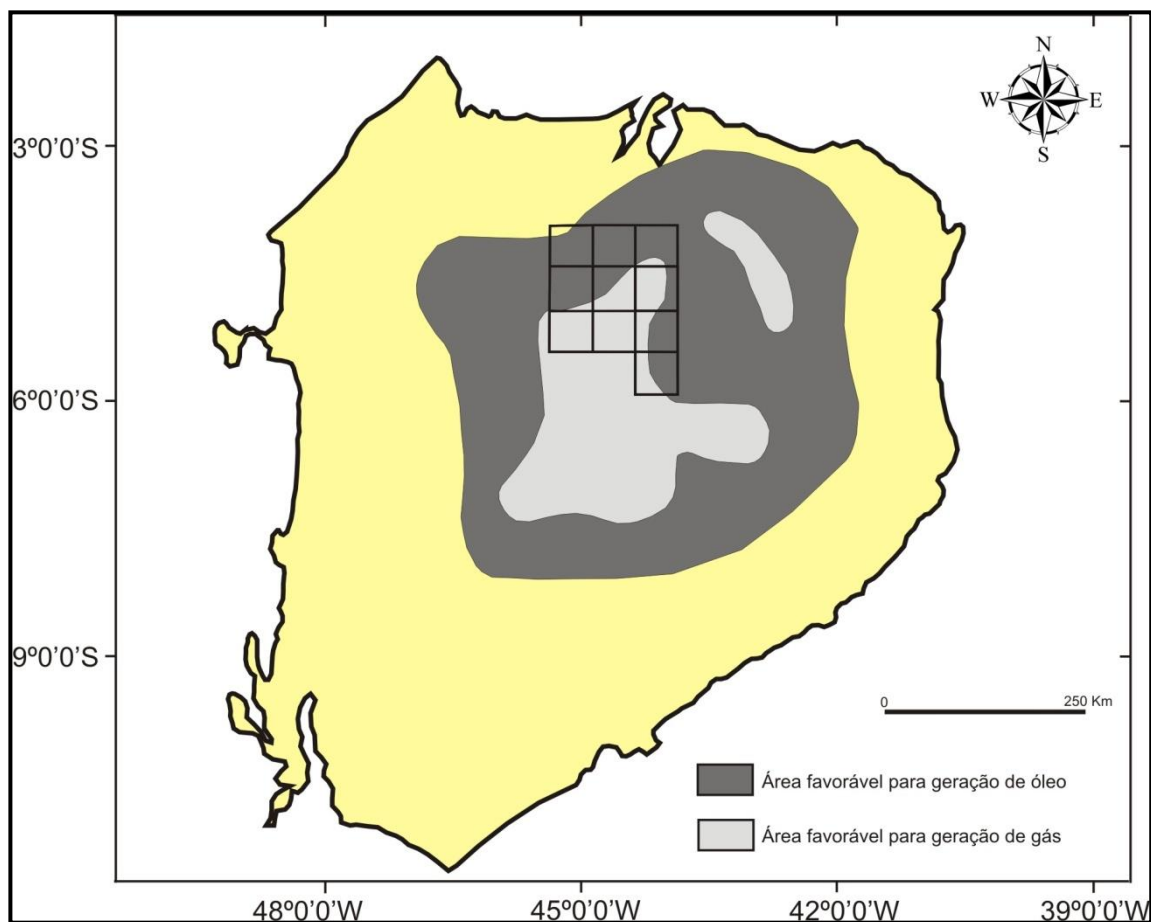


Figura 33 - Áreas favoráveis para geração de hidrocarbonetos. Modificado de Petersohn (2007).

5 HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

O início da exploração de petróleo no Brasil data do século XIX, em Bacias terrestres. Entretanto, o primeiro campo só foi descoberto no ano de 1939 em Lobato, no estado da Bahia. Com o passar dos anos e os relativos insucessos exploratórios das Bacias interiores paleozóicas, grande parte atribuídos as dificuldades da época, os esforços exploratórios migraram para as Bacias Cretáceas litorâneas em meados de 1968 (ONIP, 2004). Até os dias atuais muitas dessas Bacias interiores, como é o caso da Bacia do Parnaíba, ainda são pouco conhecidas.

Na Bacia do Parnaíba, a pesquisa de petróleo foi iniciada no final da década de 1940, através do Conselho Nacional do Petróleo. Os trabalhos posteriores, nas décadas de 1960 a 1980, foram realizados pela Petrobras e por companhias de contrato de risco. O volume de dados adquiridos durante este período foi considerado insuficiente, devido a grande extensão desta bacia. Segundo Fonseca (2009), em função da grande tarefa com que se defrontou a Petrobrás, os trabalhos exploratórios nas bacias brasileiras tiveram que ser priorizados, levando-se em consideração três fatores principais:

1- Modelos geológicos, por natureza, válidos para a época em que são concebidos e limitados pelo “estado-da-arte” do conhecimento de determinada Bacia;

2- Prioridade máxima para áreas com potencial de ocorrência de petróleo líquido (óleo) em oposição às áreas com maior probabilidade de ocorrência de petróleo no estado gasoso (gás natural); e

3- Concentração dos esforços em áreas que mostravam resultados positivos durante a exploração (por exemplo Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Potiguar, Campos).

Como efeito dessa concentração de esforços, não houveram estudos sistemáticos na Bacia do Parnaíba.

Em novembro de 1995, a Emenda Constitucional nº 9 foi promulgada, flexibilizando a forma de execução do monopólio da União para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Posteriormente a lei nº 9.478/97, chamada Lei do Petróleo, estabeleceu o novo marco regulatório do mercado de petróleo e gás natural no Brasil, com a abertura do mercado brasileiro a empresas nacionais e estrangeiras. Segundo Avila (2010), um dos principais objetivos dessa medida foi trazer investimentos para o Brasil, gerando mais empregos e renda, acelerando assim a cadeia exploratória.

A Lei do Petróleo também criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo. A ANP tem se esforçado para tornar mais atrativas as Bacias terrestres brasileiras, através de licitações que visam a aquisição de dados sísmicos, como também, ofertando áreas sob a forma de blocos, para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

Abaixo segue um breve histórico exploratório da Bacia do Parnaíba com os seus principais marcos, segundo documento elaborado pela ANP em 2007, para a nona rodada de licitações de blocos:

- 1947 – 1953: Trabalhos realizados pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP) que resultaram na perfuração de dois poços no Maranhão;
- 1953 – 1966: Criação da Petrobras em 1953. Nesse período foram realizados os principais levantamentos geológicos de superfície na Bacia. Nessa fase foram perfurados 27 poços;
- 1975 – 1988: Nova fase exploratória tendo na sísmica de reflexão a principal ferramenta. Contratos de riscos. Perfuração de cinco poços;
- 1988 – 1993: Reprocessamento de dados sísmicos, perfis aero - magnéticos e geoquímica de superfície.

A ANP ofereceu blocos exploratórios na Bacia do Parnaíba na quarta rodada de licitações, em junho de 2002, onde nenhum bloco foi arrematado.

Conforme Forman (2002), a então Agência Nacional do Petróleo (ANP) apontou para a necessidade de investimentos em pesquisa exploratória, devido principalmente à falta de resposta por parte de companhias nacionais e

estrangeiras à oferta de um bloco na bacia do Parnaíba na quarta rodada de licitações.

Logo em seguida, a Superintendência de Definição de Blocos da ANP, reconhecendo o volume insuficiente de dados para a avaliação de seu potencial petrolífero e, conseqüentemente, para a atração de investimentos, indicou em seu plano decenal de estudos geológicos e geofísicos para exploração a importância da aquisição de dados aerogeofísicos, geoquímicos, sísmicos e estratigráficos na bacia (Araújo, 2003). Tal demanda começou a ser suprida recentemente, através de levantamentos aerogeofísicos (gravimétricos e magnetométricos) realizados em escala regional.

Somando todos esses esforços o acervo, até o ano de 2007, possuía 34 poços exploratórios perfurados para hidrocarbonetos, sendo 22 pioneiros e 12 estratigráficos, dentre os quais, apenas sete perfurados com o apoio de levantamentos sísmicos. Existiam ainda 13.194 km² de sísmica 2D com distribuição esparsa, além de 13.194 km² de dados magnetométricos e 116.390 km² de dados gravimétricos (PETERSOHN, 2007).

Com este acervo, em 2007, novamente alguns setores foram oferecidos na nona rodada de licitações da ANP, dessa vez arrematados pelas empresas PETRA ENERGIA – STR (PN-T-48/49/50/67/68/84/85), DEVON (PN-T-66), PETROBRAS (PN-T-86) e COMP (PN-T-102) (Figura 34).

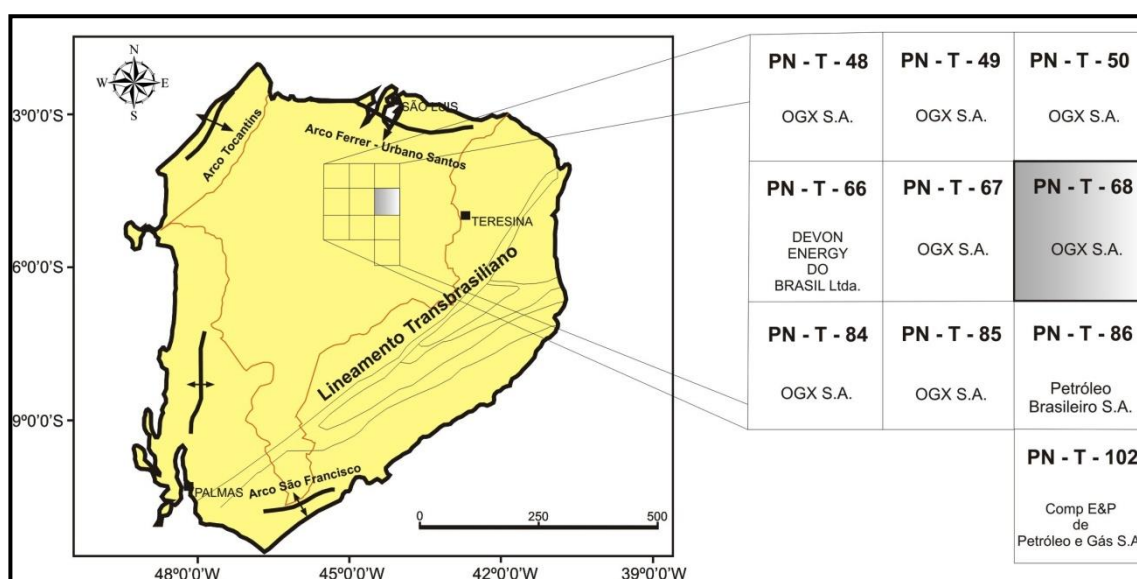


Figura 34 – Blocos exploratório arrematados na nona rodada de licitações com especificação das operadoras principais de cada um.

Atualmente a empresa OGX possui direitos sobre sete blocos exploratórios na Bacia do Parnaíba (área total superior a 20.000 Km²), adquiridos junto a PETRA ENERGIA - STR, que permanece com 30% de participação. Em agosto e novembro de 2010 a empresa OGX Maranhão anunciou a descoberta de gás natural na seção devoniana de dois poços, sendo estimada no momento reservas de 15 trilhões de pés cúbicos de gás.

6 ESTADO ATUAL DOS TRABALHOS

A necessidade do País de dispor de reservas e produção de petróleo e gás compatíveis com o seu estágio de desenvolvimento, fez com que a ANP criasse um plano¹ para retomada da prospecção em bacias terrestres. O qual pretende por meio de levantamentos sísmicos, aerogeofísica e geoquímica, avaliar com maior precisão o potencial das bacias sedimentares brasileiras, diminuindo os riscos exploratórios e atraindo investimentos através de empresas concessionárias, contribuindo assim com desenvolvimento econômico e social.

Neste contexto, estudos relacionados ao petróleo na Bacia do Parnaíba financiados pela CAPES, CNPq, CTPetro e pela própria ANP através do Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH), vem sendo intensificados. Há também a contratação de empresas para realização de levantamentos sísmicos em toda a extensão da bacia.

Artigos publicados recentemente em congressos nacionais e internacionais, boletim de geociências da Petrobrás, monografias, a exemplo de Young (2003), Almeida; Carneiro (2004), Santos; Carvalho (2004), Zalán (2004), Wanderley Filho; Travassos; Alves (2006), Lobato; Borghi (2007) demonstram que o conhecimento geológico da bacia está evoluindo no que concerne a possibilidades de geração e acumulação de petróleo e gás natural.

Apesar de todos os esforços para avaliação do real potencial da bacia, esta ainda permanece com status de “fronteira exploratória”, com baixa densidade de poços perfurados e levantamentos sísmicos (Figura 35). No entanto, como foi visto no capítulo anterior, todos os blocos exploratórios ofertados na nona rodada de licitações (*Brazil round 9*) foram arrematados. As companhias estão investindo em estudos mais detalhados e com o anúncio da descoberta de gás natural, a tendência é que haja maiores investimentos em pesquisa e exploração na Bacia do Parnaíba.

¹ (ARAÚJO M. B. de. 2003. Plano Decenal – ANP. Planejamento das atividades de estudos geológicos e geofísicos nas bacias sedimentares brasileiras visando a exploração de petróleo e gás natural.)

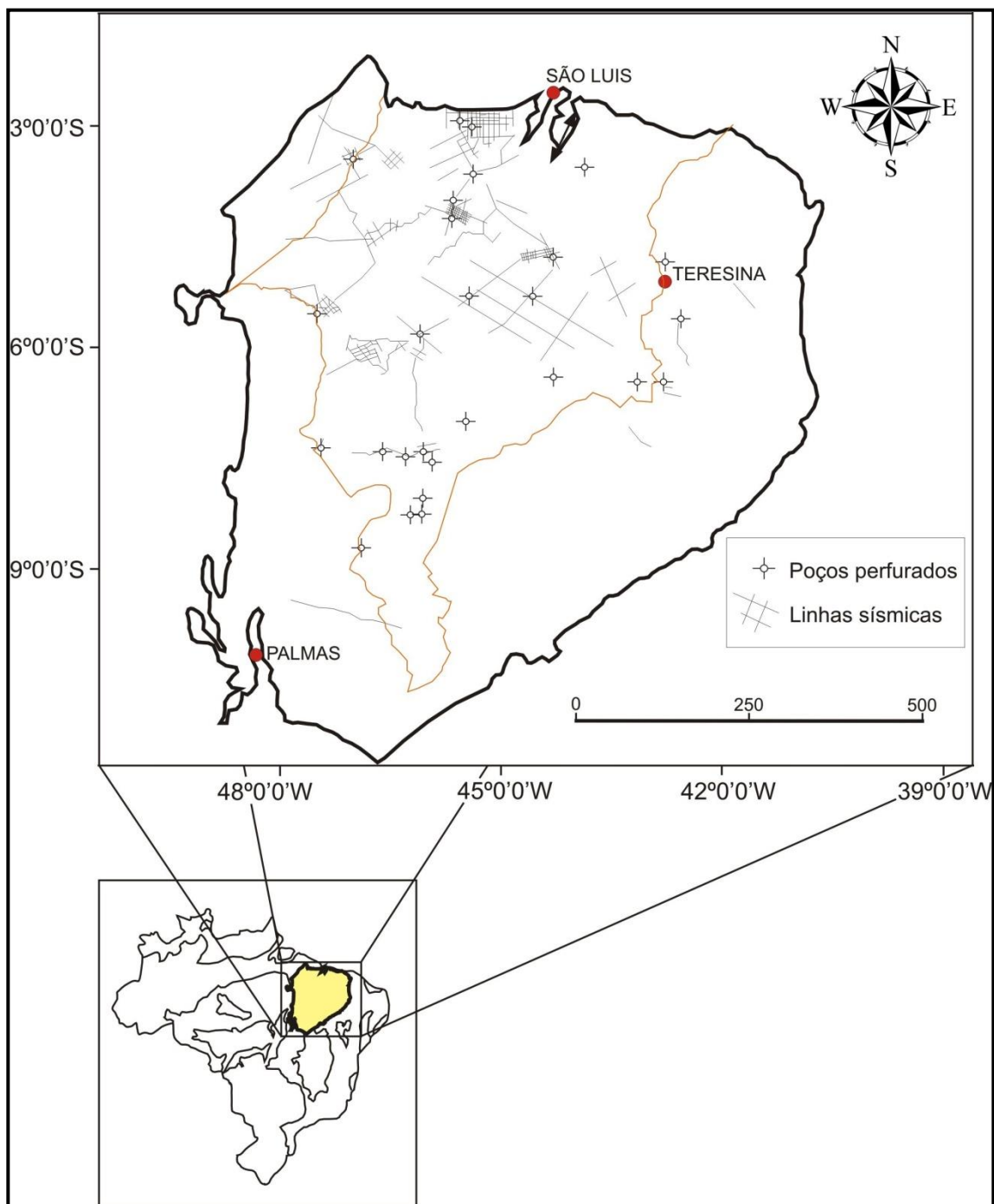


Figura 35 - Mapa de linhas sísmicas e poços perfurados na Bacia do Parnaíba. Modificado de Petersohn (2007).

7 PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO

A abertura do mercado de petróleo e gás natural no Brasil, com a entrada de capital privado, faz com que haja um grande avanço no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. A oferta de blocos exploratórios na Bacia do Parnaíba, arrematados por empresas privadas (OGX, STR), cria novas e boas perspectivas para a Bacia do Parnaíba, relacionadas à exploração e produção de hidrocarbonetos.

7.1 ASPECTOS GERAIS DO PROCESSO DE CONCESSÃO DE BLOCOS EXPLORATÓRIOS

A Emenda Constitucional nº 9, promulgada em nove de novembro de 1995, flexibilizou a forma de execução do monopólio da União para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Posteriormente, a lei nº 9.478/97, chamada Lei do Petróleo, estabeleceu o novo marco regulatório do mercado de petróleo e gás no Brasil, com a abertura do mercado brasileiro a empresas nacionais e estrangeiras.

A Lei do Petróleo também criou a ANP, órgão responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, cabendo-lhe, entre outras atribuições, a de elaborar os editais e promover as licitações, visando à aquisição do direito de exercício das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, separados em blocos geográficos.

Conforme definição contida na própria lei nº 9.478/97, o bloco é conceituado como parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices. A delimitação dos blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações da ANP é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos, que demonstrem indícios da presença de hidrocarbonetos e a considerações preliminares sobre condicionantes ambientais, entre outros itens técnicos. A seleção final é feita de acordo com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos da Resolução CNPE nº 8/2003.

Conforme dados divulgados pela própria ANP, o Brasil possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos, o que equivale a 7,5 milhões de km² (cerca de 5 milhões de km² em terra). Por conta das recentes descobertas, o avanço se dá na direção de regiões de fronteira e águas cada vez mais profundas, em que a exposição financeira e os riscos são maiores, porém com expectativa de descobertas de reservatórios gigantes.

Martins (2006) aponta que, visando tornar igualitário o acesso às informações referentes à estrutura geológica e dados sísmicos dos blocos oferecidos, a Lei do Petróleo, em seu artigo 22, § 1º, determinou que a Petrobras fornecesse à ANP as informações e dados que dispunha acerca das bacias sedimentares brasileiras, obtidas no decorrer do exercício do monopólio das atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural, que a empresa exerceu até 1997.

Após uma empresa ou consórcio ser declarado vitorioso no leilão de um bloco e verificar-se se as empresas atendem aos requisitos estabelecidos no edital de licitações, assina-se um contrato de concessão, pelo qual a ANP outorga o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional.

No primeiro período da fase de exploração, o concessionário deve realizar o programa exploratório mínimo (PEM) ofertado na licitação. A fase de exploração poderá ter seu prazo estendido para a avaliação de descobertas realizadas no decorrer do último ano desta fase, após a apresentação de um “Plano de Avaliação”, a ser previamente aprovado pela ANP. Essa prorrogação será somente para a área do bloco coberta por este plano, devendo toda a área restante ser devolvida. Ao final do primeiro período de exploração, o concessionário deve optar pela devolução total do bloco, ou se comprometer com a perfuração de um poço exploratório.

A ANP, por meio da Portaria ANP nº 259/2000, estabelece o “Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural”, que determina que uma vez concluída a fase de avaliação, o concessionário deve enviar à ANP o “Relatório Final de Avaliação de Descoberta”, por meio do qual parte da área avaliada poderá ser declarada como descoberta comercial (Declaração de Comercialidade).

O operador do bloco deve notificar a ANP, declarando uma ou mais jazidas como descobertas comerciais na área de concessão. Uma jazida

identificada é considerada descoberta comercial quando contém petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos nas fases de desenvolvimento e produção.

Para cada campo descoberto e declarado como comercial, o concessionário deverá submeter um plano de desenvolvimento do campo à aprovação da ANP. O petróleo e o gás natural são de propriedade da União até atingirem o ponto de medição fiscal, a partir do qual passam a ser de propriedade do concessionário, que se sujeita ao pagamento de todos os tributos incidentes e participações legais e contratuais correspondentes.

Um campo de petróleo ou de gás natural é a delimitação geográfica de uma área onde serão desenvolvidas as atividades de desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

7.2 AS PERSPECTIVAS PARA A BACIA DO PARNAIBA

Os trabalhos de exploração da empresa OGX, com levantamentos sísmicos e perfuração de poços deram bons resultados. Foi anunciado em agosto de 2010 a descoberta de imensa reserva de gás natural na seção devoniana do poço (1-OGX-16-MA), localizado no município de Capinzal do Norte - MA. Na ocasião, a OGX afirmou que a reserva tinha de 10 trilhões a 15 trilhões de pés cúbicos de gás, o equivalente a 15 milhões de metros cúbicos por dia – metade do que a Bolívia manda ao Brasil diariamente. A segunda descoberta ocorreu na seção devoniana do poço (1-OGX-22-MA), localizado no município de Santo Antônio dos Lopes – MA, desta vez a OGX informou que o poço apresentou potencial produtivo de até 3,4 milhões de metros cúbicos por dia em abertura plena.

A OGX energia espera começar a explorar comercialmente essa reserva em até dois anos. Em números, hoje, o Brasil produz aproximadamente 60 milhões de metros cúbicos de gás. Com a projeção da exploradora, somente com a produção desse campo, o Maranhão será responsável pelo aumento de 25% da capacidade de produção de gás natural em todo o Brasil nos próximos anos (JUCEMA, 2010).

A exploração comercial deste campo de gás natural deve demandar grandes investimentos. Até o momento, a OGX energia já investiu aproximadamente R\$ 59 milhões na prospecção de poços na região de Capinzal do Norte (JUCEMA, 2010). Pretende-se investir mais R\$ 56 milhões para conclusão dos estudos técnicos. O potencial da Bacia do Parnaíba gerou modificações no plano inicial que era perfurar cinco poços exploratórios caso houvesse a ocorrência de gás na região. Agora, a empresa espera implantar 15 poços de exploração comercial naquela região.

Todavia, todo o processo de desenvolvimento da bacia está sujeito aumento do conhecimento geológico direcionado para a geração ou acumulação de petróleo e/ou gás natural. Estudos anteriores apontaram a bacia como “ambiente favorável à prospecção de hidrocarbonetos”, uma expressão técnica que deixa a idéia de possível ocorrência. Porém, com o desenvolvimento das bacias marinhas a partir de 1976, as bacias terrestres e as de fronteira terrestres-marinhas foram deixadas em segundo plano, em termos de aquisição e interpretação de novos dados. Com raras exceções, as bacias do NO-NE ainda apresentam o mesmo volume de dados dos anos setenta.

Com a mudança legal do modelo de indústria nacional, a antiga Lei 2004, da época de Getúlio Vargas e da criação da Petrobras foi substituída pela 9478, que trata da flexibilização do monopólio e da retomada das campanhas exploratórias, usando para isto o sistema de leilões para concessão sob a coordenação da Agência Nacional de Petróleo (ANP), surgiu novamente a necessidade de quantificar todo o conhecimento geológico existente sobre as bacias sedimentares nacionais. Foi visto, então, que as bacias marinhas em exploração possuíam uma base de dados interpretativos consolidada, o que dava como resultado a continuidade da exploração. Porém, as bacias terrestres necessitavam de atualização de dados, a maioria deles obtidos em campanhas empreendidas há mais de vinte anos. Sem a atualização dos dados, o sistema de concessão fica prejudicado, pois somente as bacias marinhas seriam obtidas em leilão, devido a confiabilidade dos dados, enquanto as terrestres, devido a carência de dados não seriam arrematadas. O que veio a se confirmar em algumas rodadas de leilões.

Hoje, os interessados na concessão buscam mais dados, enquanto a ANP, que por lei (9478) deve gerenciar os dados sobre as bacias, sistematiza os dados existentes para fornecer-los aos participantes dos leilões. Porém, a aquisição de dados e interpretação depende da ação conjunta de empresas e universidades, além de capital. O Prof. Edmilson dos Santos da Cátedra do Gás Natural (USP) acredita que cerca de R\$ 2,5 milhões por ano são necessários para essa atualização.

Levando em conta os dados da Agência Nacional de Petróleo, a bacia do Parnaíba pode ser vista atualmente como objeto de interesse de quatro empresas: OGX, Devon, Petrobras e Imetane (Quadro x), sendo a primeira a maior detentora de concessões e, com base na divulgação de resultados (comunicação à ANP) a maior interessada no desenvolvimento da produção, vide os poços de Capinzal e Santo Antônio dos Lopes (Ma), ambos do Devoniano.

QUADRO 1 – Blocos sob Concessão – Bacia do Parnaíba (2011).

Bloco	Concessionário	Atividade	Poços
PN-T-48	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-49	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-50	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-66	Devon Energy do Brasil Ltda.	Sísmica 2D	01
PN-T-67	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-68	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-84	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-85	OGX Maranhão Petróleo e Gás S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-86	Petróleo Brasileiro S.A.	Sísmica 2D	01
PN-T-102	Imetane Energia S.A.	Sísmica 2D	01

Fonte: Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP)/ANP (fev-2011).

Contudo, todas as empresas estão, aparentemente, na mesma etapa da concessão, ou seja, ainda na fase de aquisição de dados em sísmica 2D. Porém, caso as perspectivas da OGX venham a se confirmar a médio prazo, o maior beneficiário será o estado do Pará, pois, já possui protocolos de entendimento para a utilização desse gás, em princípio em duas usinas termelétricas, uma em Barcarena e outra em Marabá, além de um mercado consumidor potencial referente aos projetos minerais.

7.2.1 A Introdução do Gás Natural no estado do Pará

7.2.1.1. Aplicações do Gás Natural

O gás natural é uma fonte de energia segura, versátil e econômica. Sua queima produz baixa emissão de poluentes, graças a uma combustão mais limpa e eficiente. A utilização de gás natural na indústria vem proporcionando benefícios significativos para o meio ambiente, além de diminuir o custo operacional com manutenção de máquinas, transporte e armazenamento de combustível. Proporciona também a otimização do uso de matérias-primas e conseqüente melhora nos processos de produção; aumenta a segurança, a eficiência dos equipamentos e a qualidade do produto final (COMGÁS, 2009). O gás natural tem substancial participação na indústria automobilística, alimentícia, têxtil, química, na produção de alumínio, vidro, cerâmica, papel, borracha, bem como nas siderúrgicas e metalúrgicas.

Na indústria automobilística, é utilizado na geração de calor e em processos como aquecimento de banhos e fluidos térmicos, fundição e secagem de pintura em estufas. Nas indústrias de alimentos e bebidas, participa de vários processos, como secagem, refino, cocção, torrefação, panificação, pasteurização, destilação e lavagem. Nos últimos anos, o gás natural vem substituindo os derivados e até parte da eletricidade utilizada no aquecimento.

Na indústria têxtil, o gás natural pode suprir cerca de 90% das necessidades energéticas para a produção de vapor e de água quente. O segmento têxtil exige temperatura e funcionamento contínuos, sendo necessária uma chama regulada e de altura uniforme – qualidades fornecidas

pelo gás natural. Na indústria química, é utilizado para geração de vapor e em processos como fabricação de hidrogênio e aquecimento de fluido térmico.

Na produção de alumínio está presente desde a fusão até o alívio de tensões, garantindo ganho na qualidade do produto final, pois é um energético limpo e não contamina as matérias-primas utilizadas nesta fase da produção. Na fase de acabamento, existe a possibilidade da combinação do uso de gás natural e eletricidade.

No processo de produção de vidro, o gás natural também está presente desde a fusão até o alívio de tensões. Na fase de acabamento, quando são utilizados fornos de recozimento e acabamento, proporciona maior economia, porque não necessita estocagem e elimina despesas com fretes e custos associados à área física de armazenagem.

O gás natural tem importância fundamental na fabricação de pisos e revestimentos cerâmicos. Está presente em todas as fases do processo, desde a secagem da matéria-prima até a queima do esmalte. Na indústria de borracha, é utilizado para geração de vapor, transformação da borracha através de vulcanização e variados tipos de aquecimentos e outros processos.

A indústria de papel é uma grande consumidora de vapor para o processo de produção de celulose e papel. Nos últimos anos, o gás natural vem substituindo os derivados de petróleo e até parte da eletricidade utilizados no aquecimento.

Na indústria siderúrgica, o gás natural está presente em processos de obtenção do aço nas usinas integradas, coqueria, alto-forno, aciaria e laminação. No segmento metalúrgico, o gás natural está presente em todos os processos, desde a fundição até o alívio de tensões e tratamentos termoquímicos.

7.2.1.2 Estado do Pará e o Gás Natural

Segundo o Prof. Edmilson dos Santos da Cátedra do Gás Natural da USP (informação pessoal de 10 de fevereiro de 2011), sobre as perspectivas para a indústria de gás no Pará:

“Sobre a expansão da indústria do gás natural na Região Norte - O desenvolvimento da indústria do gás natural na Região Norte está condicionado a um equilíbrio entre projetos X questões políticas X mercados para o gás.

Os projetos devem ser adequados à realidade do Pará de um mercado quase inexistente passando para um incipiente, de termelétricas e necessidades da indústria mineral, prevendo ainda as possibilidades de expansão. Porém, a realidade mostra que no presente o gás natural tem, em algumas aplicações concorrentes bem presentes na realidade paraense, o GLP, o diesel e mesmo o óleo combustível. Logo, para a entrada do gás, as iniciativas devem ser realistas, sob o seguinte ponto de vista: deve haver mercados e consumidores potenciais, aqueles que mostrem necessidade de uso (demanda) e vontade de mudar para o gás. Em outras palavras, grandes consumidores e projetos estruturantes. Por exemplo, as empresas de GLP possuem logística para atender qualquer lugar do Brasil, com maior ou menor eficiência. Já para o gás natural, o modo de suprimento pode ser gasoduto, barcaça, caminhão, etc. Mais um mercado que justifique a vinda do gás.

Os grandes consumidores devem ser atendidos antes como forma de viabilizar a indústria, mas ao mesmo tempo podem ser tomadas iniciativas piloto para concorrer e se instalar em mercados menores, em outras aplicações para a geração de frio. Por exemplo, a indústria pecuária paraense poderia criar câmaras de frio para exportação de carne para o Líbano e Venezuela. O frio seria gerado por gás natural e permitiria a exportação em escala industrial. Outra aplicação seria a geração de frio ou calor para condomínios tipo Alphaville e o mesmo para hospitais. Hoje, algumas dessas aplicações podem ser realizadas por GLP, o que cria uma zona de sombra constitucional, pois a distribuição de gás é competência das distribuidoras estaduais como a Gás do Pará.”

8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho foi adotado que a Bacia do Parnaíba é composta por sedimentos paleozóicos, mesozóicos e cenozóicos. Alguns autores, em trabalhos mais recentes, como Rosseti *et al.* (2001), consideram que os sedimentos paleozóicos pré Grupo Balsas devem ser tratados e estudados de uma forma distinta e separada dos sedimentos mesozóicos e cenozóicos após o mesmo grupo, sendo estes últimos pertencentes à Bacia de São Luis-Grajaú.

Dentre as bacias intracratônicas, a Bacia do Parnaíba é uma das menos conhecidas. Isto deve-se à baixa quantidade e qualidade de dados sísmicos e de poços. Esta bacia é menos profunda quando comparada às outras bacias paleozóicas, sendo necessárias pesquisas mais esclarecedoras sobre o processo flexural. A redução da profundidade ao longo da história evolutiva da bacia impacta no soterramento e fluxo térmico, influenciando negativamente na maturação das rochas geradoras.

Os esforços exploratórios devem ser concentrados em áreas influenciadas tectonicamente pelos lineamentos estruturais proterozóicos, cujas reativações caso existam, podem gerar falhamentos normais, colocando as rochas efetivamente geradoras em uma posição favorável à maturação térmica da matéria orgânica.

Ainda não foi confirmada a existência de um sistema petrolífero. No entanto, Góes; Souza; Teixeira (1990), Petersohn (2007) apontam como principal sistema petrolífero o sistema Pimenteiras-Cabeças. A geração é atribuída ao intervalo de idade Frasniana, o qual possui valores de Carbono Orgânico Total (COT) 5%, com os maiores potenciais de geração na porção central da bacia. A direta influência das intrusões de diabásio no processo de maturação térmica, em relação à subsidência, foi destacada por Rodrigues (1995). A migração para as rochas da Formação Cabeças, neste caso, poderia ocorrer através de falhas, ao longo de diques ou através de contato direto gerador-reservatório, destacados por Góes *et al.* (1990) e Rodrigues (1995).

Quanto as possibilidades de aproveitamento do gás natural da bacia do Parnaíba, a empresa OGX estima em 15 trilhões de pés cúbicos de gás e aponta, devido a protocolos prévios, o estado do Pará como mercado potencial

para o consumo do gás produzido. O consumo inicialmente será na cadeia produtiva do alumínio primário, tanto na produção de alumina quanto na produção do alumínio primário, em substituição ao óleo combustível. Assim como também a energia elétrica suprindo as necessidades do pólo de Barcarena.

Segundo Feio (2010), a substituição do óleo combustível na Alunorte, levando-se em consideração a produção do ano de 2008, requer a demanda de 1,38 Mm³/d de GN. Na Albras para a produção de 2008 a quantidade de GN seria de de 0,053 Mmc/d para substituição do óleo combustível consumido pela empresa.

No entanto, até a concretização da utilização do gás natural explorado a partir das bacias próximas, em especial a do Parnaíba, tempo, articulação e recursos são necessários, conforme apontado pelo Prof. Edmilson dos Santos (informação pessoal, 2010) para aumentar o conhecimento geológico das bacias brasileiras, a previsão de recursos é de cerca de 2,5 milhões de reais ao ano, tanto atualização quanto interpretação de dados, do ponto de vista da busca por petróleo e gás. Isso, sem considerar o que é gasto na aquisição dos dados em campo.

Portanto, o aproveitamento do gás natural da bacia do Parnaíba, aparece como um conjunto articulado de dados geológicos atualizados, interpretação, recursos financeiros, desenvolvimento da indústria e existência de um mercado para absorver o gás explorado. Sem a articulação, o tempo passa e o conhecimento fica estagnado, sem contexto. Quando houver a necessidade de uso do gás, recursos e tempo a mais serão gastos, quando, na realidade poderiam ser geridos e redirecionados para áreas mais carentes. Cite-se como exemplo as dúvidas que ainda existem sobre os sistemas petrolíferos.

Também deve ficar claro que, apesar do interesse exploratório de empresas jovens e dinâmicas, como a OGX, há um intervalo de tempo a ser considerado no que diz respeito ao desenvolvimento da bacia e o aproveitamento do gás propriamente dito. Notícias promissoras (ou relevantes) são mais de interesse comercial do que estruturadoras de mercado consumidores. Embora tenham a capacidade de permitir a capitalização do

empreendimento e, por isso mesmo, a continuidade do mesmo, fatos relevantes mostram o aspecto positivo de criar a expectativa da uso do gás, provocando a discussão da modernização ou verticialização da indústria aumentando a base produtiva e econômica de uma região.

Portanto, fica o entendimento que o estado do Pará pode se beneficiar da potencial exploração de gás natural suprido pela bacia do Parnaíba, principalmente para uso na indústria minero-metalúrgica. Todavia, é necessário o aumento e reinterpretação da base de dados geológicos, com ênfase em geologia de petróleo, especialmente nos aspectos de geração de hidrocarbonetos, para sanar as dúvidas existentes. Atualmente, os dados apontam para o potencial da bacia, mas a carência dos mesmos diminui a velocidade de desenvolvimento dos projetos existentes, o que pode resultar em redução do interesse a médio prazo se não houver investimentos

9 BIBLIOGRAFIAS

AGUIAR, G. A. Revisão Geológica da Bacia Paleozóica do Maranhão. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 35., 1971, São Paulo. *Anais...* São Paulo: SBG, 1971. v.3, p. 113-122.

ALMEIDA, F.F.M.; CARNEIRO, C.D.R. Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados. In: MANTESSO-NETO, V. *et al.* (Org.). *Geologia da Plataforma Sul-Americana: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo:Beca, 2004. p. 43-58.

ARAÚJO, M.B. *Plano Decenal – ANP. Planejamento das atividades de estudos geológicos e geofísicos nas bacias sedimentares brasileiras visando a exploração de petróleo e gás natural*. Rio de Janeiro: ANP, 2003. Disponível em:<http://www.brasilrounds.gov.br/round5/apres_semtec/r5_plano_decenal.pdf> . Acesso em: 15 jan.2011.

ARCE, A.; CAMPELO, F. M. A. C.; MOURA D. H. L.; RIGOTI, C. A.; SCHUAB, F. B. *Bacia do Parnaíba: Uma Revisão Estratigráfica, Tectônica, Estrutural e Sistemas Petrolíferos*. 2006. 84 f. Trabalho Final de Curso (Curso de Especialização em Projeto de Análise de Bacias: Módulo Geologia do Petróleo). Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

ASMUS, H. E.; PORTO, R. Classificação das Bacias Sedimentares Brasileiras segundo a Tectônica de Placas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36., 1972, Belém. *Anais...* Belém: SBG, v.2, p.67-90.

AVILA, R. M. *Reprocessamento de Dado Sísmico 2D da Bacia do Parnaíba*. 2010. 66 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

BALLY, A. W.; SNELSON, S. Realms of Subsidence. In: MIAL, A. D. (Ed.) *Facts and Principles of World Petroleum occurrence*. *Canadian Society of Petroleum Geologist. Memoir*. 1980, v.6, n.1, p. 9 – 94.

BARBOSA, H. C. R., CASTRO, A. B. de, CUPERTINO, D. F., DIAS, K. D. N., PECCINI, T. L. *Geologia estrutural, tectônica e sedimentação das bacias intracratônicas: Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná*. 2007. 142 f. Trabalho Final de Curso (Curso de Especialização em Projeto de Análise de Bacias: Módulo Geologia do Petróleo Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

CAPUTO, M. V. *Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of Northern Basins of Brazil*. 1984. 583 f. Tese de Doutorado - Universidade da Califórnia, Santa Barbara, EUA, 1984.

CAPUTO M.V.; LIMA E.C. Estratigrafia, idade e correlação do Grupo Serra Grande – Bacia do Parnaíba. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: SBG, v.2, p. 740-753.

CAROZZI A. V.; FALKENHEIN, F. U. H.; CARNEIRO, R.G.; ESTEVES, F. R.; CONTREIRAS, C. J. A. *Análise ambiental e evolução tectônica sinsedimentar da seção siluroeocarbonífera da bacia do Maranhão*. Rio de Janeiro: Petrobrás-CENPES, 1975. 48p. (Ciência-Técnica-Petróleo, 7).

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO. *Gás natural na indústria*. Disponível em: <http://www.comgas.com.br/quero_industria/gasnatural/segmentos.asp>. Acesso em: 02/11/2010.

CUNHA, F. M. B. *Evolução Paleozóica da Bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico*. 1986. 107 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1986.

DELLA FÁVERA, J. C. *Tempestitos da Bacia do Parnaíba: um ensaio holístico*. 1990. 243 f. Tese de Doutorado – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1990.

DELLA FÁVERA, J. C. *Fundamentos de Estratigrafia Moderna*. Rio de Janeiro: Ed. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2001, p.121-192.

FONSECA, R. Perspectivas exploratórias da Bacia do São Francisco. *Jornal Martelando*, Belo Horizonte, set. 2009. Ano I, Número III.

FORMAN, J.M.A. *Plano Decenal de Estudos e Serviços de Geologia e Geofísica Aplicados à Prospecção de Petróleo e Gás Natural. Prioridades 2002*. Rio de Janeiro: ANP, 2002. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestras/planodecenal.pdf>> Acesso em: 12.12.2010).

GÓES, A. M. O., SOUZA, J. M. P. DE, TEIXEIRA, L. B. Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v.4, p. 55-64, 1990.

GÓES, A. M. O. & FEIJÓ, F. J. Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.8, n.1, p. 57 – 67, 1994.

HASUI, Y.; ABREU, F. A. M.; VILLAS, R. N. N. Província Parnaíba. In: ALMEIDA, F. F. M.; HASUI, Y. *O Pré-Cambriano do Brasil*. São Paulo: Edgard Blucher LTDA., 1984. 378 p.

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO MARANHÃO. *OGX encontra reserva gigante de gás no Maranhão*. Disponível em: <<http://www.jucema.ma.gov.br/noticias.php?codigo1=70>>. Acesso em: 10/12/2010.

KEGEL, W. Contribuição para o estudo do Devoniano da Bacia do Parnaíba. Rio de Janeiro: DNPM. Bol. n. 141. 48 p. 1953.

KEGEL, W. As inconformidades da Bacia do Parnaíba e zonas adjacentes. Rio de Janeiro: DNPM. Bol. n. 160. 1956.

LOBATO, G.; BORGHI, L. Análise estratigráfica de alta resolução do limite formacional Longá/Poti, Bacia do Parnaíba - Um caso de investigação de possíveis corpos isolados de arenito. In: CONGRESSO BRASILEIRO EM P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007, Campinas.

MENDES, M. S. da; BORGHI, L. Análise Faciológica da Formação Codó (Cretáceo, Bacia do Parnaíba) em Testemunhos de Sondagem. In: CONGRESSO BRASILEIRO EM P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador.

MESNER, J. C., WOOLDRIDGE, C. P. Maranhão Paleozoic basin and Cretaceous coastal basin, North Brazil. *AAPG Bulletin*, v.48, n.9, p. 1475-1512. 1964.

ONIP. Organização Nacional da Indústria do Petróleo. *Situação da Sismica Terrestre no Brasil – Projeto ONIP/GEO*. Rio de Janeiro. 2004. 115 p.

PETERSOHN, E. *Material Elaborado Para Nona Rodada de Licitações Bacia do Parnaíba*. ANP - Superintendência de Definição de Blocos. Rio de Janeiro: ANP, 2007. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/palestras/Parnaiba%20\(ingles\).pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/palestras/Parnaiba%20(ingles).pdf)> Acesso em: 08 Ago. 2010.

REZENDE, W. M.; PAMPLONA, H. R. P. Estudo do desenvolvimento do Arco Ferrer – Urbano Santos. *Boletim Técnico da Petrobrás*. v. 13, n.1, p 5-14.1970.

RODRIGUES, R. A *Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba*. 1995. 255 f. Tese de Doutorado – Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 1995.

ROSSETI, D. F., GÓES, A. M., TRUCKEBRODT, W. (Ed.). *O cretáceo da Bacia de São Luís-Grajaú*. Belém : Museu Goeldi. 2001. 246p. (Coleção Friedrich Katzer).

SANTOS, M. E. C. M.; CARVALHO, M. S. S. 2004. *Paleontologia das bacias do Parnaíba, São Luis e Grajaú. Reconstituições paleobiológicas*. Rio de Janeiro: v.1. 212 p.

SANTOS, V.H.; LIMA FILHO, M.F.; NEUMANN, V.H. Quais as possibilidades de um sistema petrolífero na Bacia do Parnaíba?. In: CONGRESSO BRASILEIRO EM P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007, Campinas.

YOUNG, C. G. K. *Contribuição à análise estratigráfica da Formação Pimenteira (Devoniano, Bacia do Parnaíba): caracterização de um potencial intervalo de rochas-reservatório*. 2003. 84 p. Monografia de graduação, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

WANDERLEY FILHO J.R., TRAVASSOS W.A.S., ALVES D.B. O Diabasio nas Bacias Paleozoicas Amazonicas - Heroi ou Vilao?. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v.14, n. 1, p. 177-184. 2006.

ZALAN, P. V. 2004. Evolução Fanerozóica das Bacias Sedimentares Brasileiras. In: MANTESSO-NETO, V. *et al.* (Org.). *Geologia da Plataforma Sul-Americana: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo:Beca, 2004. p. 647.

ANEXO A**Dados do entrevistado**

**Prof. Edmilson M. dos Santos - Cátedra do Gás Natural
(IEE-Universidade de São Paulo)**

edsantos@iee.usp.br

10/02/2011

ANEXO B**TERMO DE CONSENTIMENTO LIVRE E ESCLARECIDO – TCL**

Eu,, cidadão brasileiro, funcionário da empresa,, no cargo (ou função de, DECLARO que concordo por livre e espontânea vontade em colaborar com o projeto de pesquisa

.....
(Trabalho de Conclusão de Curso), realizado pelo estudante do curso de Geologia da Universidade Federal do Pará, Sr. matrícula.....,

sendo o projeto realizado sob a supervisão do Prof. Dr. Estanislau Luczynski (UFPa/IG/FAGeo/FAOc/PG Geof), contatos (91) 8151 3004, Fax (91) 3201 7609, e-mail: stasnis@yahoo.com. UFPa, Av. Augusto Corrêa s/n, Instituto de Geociências, Museu de Mineralogia, Campus Guamá, Belém-Pa, 66075-110.

DECLARO que as informações prestadas serão empregadas em caráter puramente científico e PODEM ou NÃO ser publicadas sob meu critério se EU assim as declarar como confidenciais ou de interesse comercial.

DECLARO que minha participação é voluntária e que também pode ser suspensa a qualquer momento, sem ônus de parte alguma.

.....

.....

...../...../.....