

BACIA DO PARNAÍBA
Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Daniel Brito de Araújo
2017

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	4
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS	6
4.1 Geração e Migração.....	7
4.2 Rochas Reservatório.....	11
4.3 Rochas Selantes	13
4.4 Trapas.....	14
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	14
5. SETORES EM OFERTA.....	16
5.1 Descrição Sumária.....	16
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	16
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	18

1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Parnaíba localiza-se na região nordeste ocidental do território brasileiro (Figura 1), ocupando uma área de 665.888 km². Distribui-se pelos estados do Piauí, Maranhão, Pará, Tocantins, Bahia e Ceará. Apresenta forma elíptica, com eixo de maior alongação orientado para NE–SO com um comprimento de aproximadamente 1.000 km. Em seu depocentro, a espessura da coluna sedimentar atinge cerca de 3.500 m (Vaz *et al.*, 2007).

Os limites da bacia dão-se ao Norte pelas bacias de São Luís e Barreirinhas, das quais se separa pelo Arco de Ferrer–Urbano Santos; a Noroeste com a Fossa de Marajó, da qual está separada pelo Arco de Tocantins; e a Sul e a Sudeste por extensões de coberturas de idade pré-cambriana, correlatas à faixa de dobramento Brasília, chamadas “Bacia de São Francisco” e “Bacia dos Lençóis” (Cunha, 1986).

Para a 14ª Rodada de Licitações estão em oferta 12 blocos exploratórios, 5 no setor SPN-N e 7 no setor SPN-SE, com área total de 34.280,91 km².

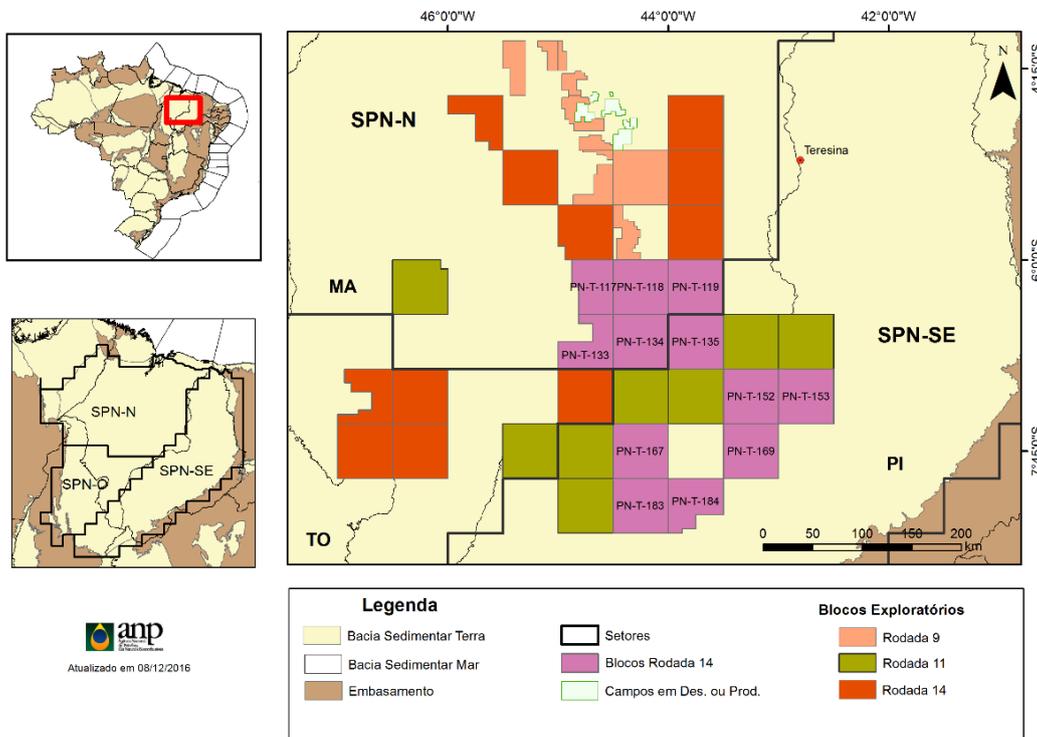


Figura 1. Localização da Bacia do Parnaíba, com destaque para os blocos em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.



2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

Os esforços exploratórios para hidrocarbonetos na bacia do Parnaíba podem ser divididos em quatro fases principais.

A primeira Fase teve início na década de 1950, com trabalhos realizados pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que resultaram em levantamentos geológicos de superfície e na perfuração de dois poços no Estado do Maranhão.

A segunda Fase se inicia com a criação da Petrobras, em 1953. No período de 1955 a 1966, foram realizados os principais levantamentos geológicos de superfície na bacia, com trabalhos de mapeamento geológico, interpretação fotogeológica, gravimetria, levantamentos localizados de sísmica e a perfuração de 25 poços exploratórios. Durante este esforço, detectaram-se indícios de óleo e gás.

A terceira etapa, iniciada a partir de 1975, retomou os trabalhos através de novas campanhas sísmicas, de aeromagnetometria. No início da década de 80, a ESSO e a Anschutz iniciaram uma campanha exploratória na porção central-noroeste da bacia, que teve a sísmica de reflexão como principal ferramenta. Como resultado foram perfurados sete poços exploratórios.

A quarta Fase teve início após a criação da ANP. Desde então, a Bacia do Parnaíba foi ofertada em quatro rodadas de licitações.

Até o momento, foram perfurados 93 poços exploratórios (dados de maio de 2017), sendo 49 pioneiros e 12 estratigráficos; levantados dados de sísmica bidimensional (Figura 2); além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão.

A ANP tem realizado diversos investimentos na aquisição de dados na Bacia do Parnaíba, incluindo aerolevantamentos de magnetometria e gravimetria, levantamento geoquímico de superfície e a aquisição de 4.226 km lineares de sísmica de reflexão com gravimetria e magnetometria terrestres associadas.

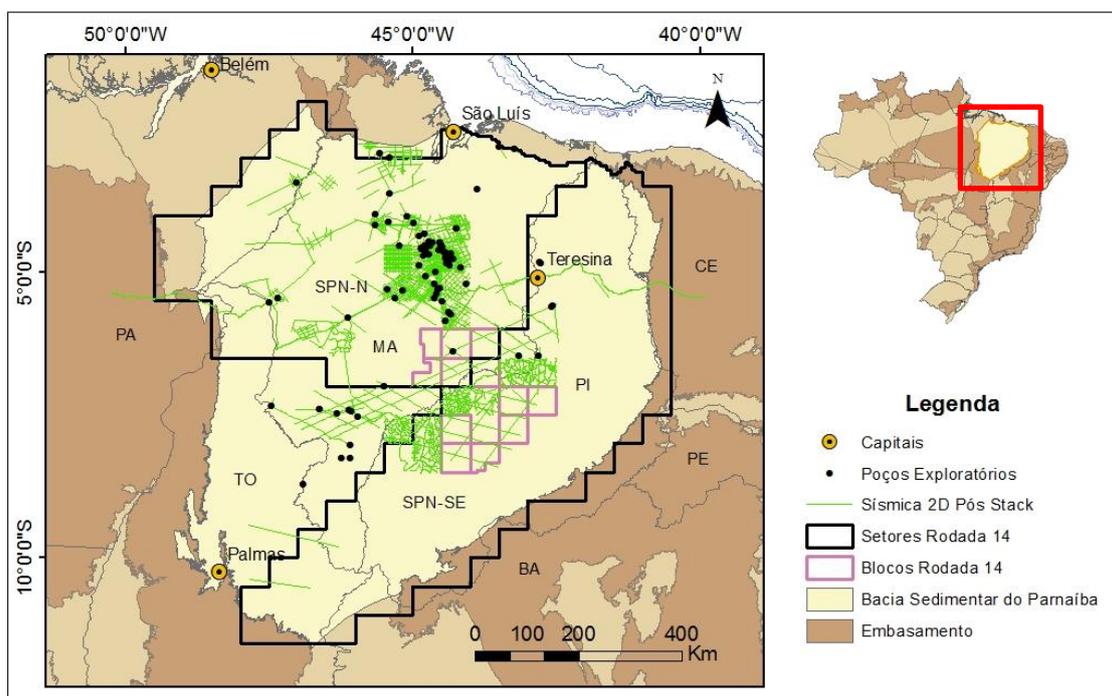


Figura 2. Mapa com distribuição dos dados sísmicos e de poços na região dos blocos da R14 na Bacia do Parnaíba.

Atualmente existem 25 blocos em concessão nesta bacia, perfazendo cerca de 66.900,67 km². Como resultado das atividades exploratórias, sete campos de gás natural foram descobertos entre os anos de 2010 e 2014. Destes, três encontram-se em produção (Gavião Real, Gavião Branco e Gavião Vermelho) e os demais em fase de desenvolvimento. A Bacia do Parnaíba desponta hoje a 2^a maior produtora de gás em terra e responde por aproximadamente 7% da produção de gás natural do Brasil.

As reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, são da ordem de 15,3 bilhões de m³ de gás natural (dados de dezembro de 2016).



3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A Bacia do Parnaíba é uma bacia de interior cratônico, classificada como “intracontinental cratônica composta complexa” (tipo 2A) de Klemme (1980, *apud* Figueiredo e Gabaglia, 1986), com base em sua localização, suas características sedimentares e sua pequena espessura em relação à sua grande extensão, denunciando uma subsidência termal flexural muito lenta durante sua evolução no Paleozoico (bacia de *sag*). Pode ainda ser classificada como “Intracratônica de Interior Remoto – Amplos Arcos Regionais” (Szatmari e Porto, 1982, *apud* Figueiredo e Gabaglia, 1986).

Desenvolveu-se sobre um substrato de rochas não mais antigas que o Mesoproterozoico, muitas das quais metassedimentares de grau baixo a intermediário de metamorfismo, que se expõem nas faixas de dobramento que a circundam, limitando os crátons do Amazonas, São Luís e São Francisco, além de rochas magmáticas relacionadas ao Ciclo Brasileiro. Em tal substrato, ocorrem grábens preenchidos pela Formação Jaibaras.

Adota-se aqui o conceito estratigráfico proposto por Vaz *et al.* (2007), baseado em dados de subsuperfície da Petrobras (Figura 3). Estratigraficamente os autores dividem a Bacia do Parnaíba em cinco supersequências deposicionais: siluriana, equivalente ao Grupo Serra Grande; mesodevoniano-eocarbonífera, correspondente ao Grupo Canidé; a sequência neocarbonífera-eotriássica, referente ao Grupo Balsas; a sequência jurássica, correspondente à Formação Pastos Bons; e a sequência cretácea, equivalente às formações Codó, Corda, Grajaú e Itapecuru. Além dessas sequências deposicionais os autores incluem na evolução estratigráfica da bacia os derrames vulcânicos e as intrusões magmáticas das formações Mosquito (Jurássico) e Sardinha (Cretáceo).

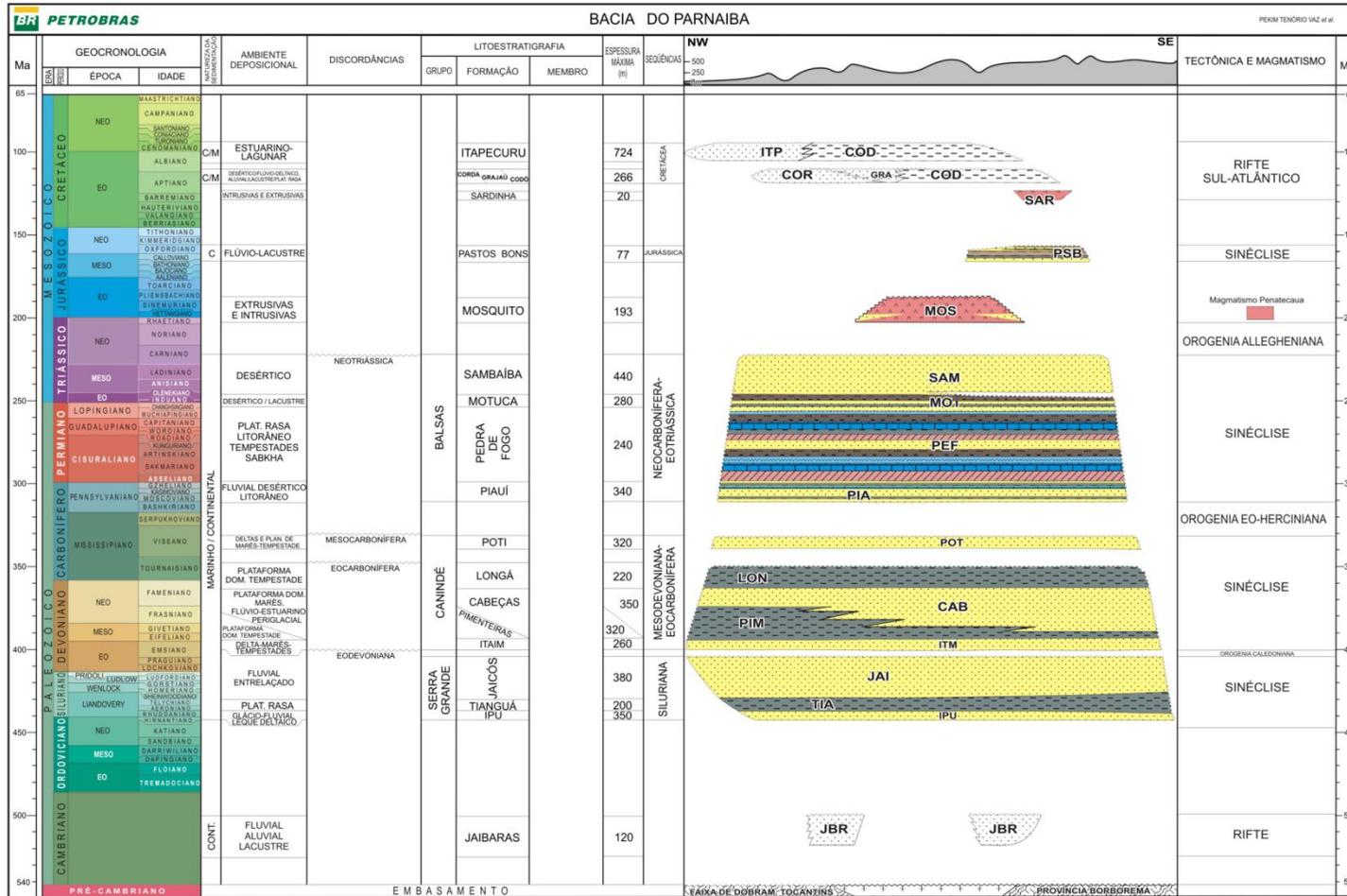


Figura 3. Diagrama estratigráfico da Bacia do Parnaíba (Vaz et al., 2007).



Estruturalmente, a bacia formou-se como resultado de uma subsidência termal, flexural, a partir do final do Ordoviciano, de forma muito lenta, aparentemente controlada pelos lineamentos Transbrasiliano (SO–NE), o principal controlador, e Picos-Santa Inês (NO–SE), ambos herdados do Pré-cambriano. A primeira grande sequência deposicional (Siluriana) foi delimitada pela orogenia Caledoniana, que gerou a primeira discordância regional da bacia. A subsidência termal flexural seguiu-se durante a deposição da segunda grande sequência (Devoniana). A sedimentação desta sequência foi encerrada com a orogenia Eo-herciniana, que gerou outra discordância de caráter regional.

A compartimentação da bacia até o Pensilvaniano continuou a ser exercida pelos dois grandes lineamentos do ciclo Brasileiro. A partir do Permiano ocorreu uma migração de seu depocentro para o centro da bacia.

No Mesozoico, os principais elementos tectônicos regionais foram a estrutura de Xambioá (E–O), situada no centro da bacia; e o arco Ferrer–Urbano Santos delimitando as pequenas bacias marginais associadas à abertura do Atlântico Sul Equatorial. No Jurássico e Cretáceo, derrames e diques de diabásio (rochas de ambientes distensionais) indicam os efeitos da desagregação do Pangea (Formação Sardinha) e do Gondwana (Formação Mosquito).

4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

O principal sistema petrolífero na Bacia do Parnaíba, observado nos três campos atualmente em produção, é o sistema Pimenteira-Cabeças (!) cuja rocha geradora é constituída pelos folhelhos marinhos radioativos da Formação Pimenteiros (com COT variando de 2% a 4% e com picos de 6%) e o reservatório pelos arenitos deltaicos da Formação Cabeças. Além desta configuração, ocorre o sistema Pimenteiros-Poti (!), no qual os reservatórios são formados por arenitos paralíticos mesocarboníferos, ou, secundariamente, o sistema Pimenteiros-Piauí (!), cujo reservatório compreende sedimentos neocarboníferos continentais a costeiros.

4.1 Geração e Migração

A deposição da principal rocha geradora na Bacia do Parnaíba, a Formação Pimenteiras, ocorreu durante o Devoniano, associado a um evento anóxico global, mais precisamente no Frasniano. Este evento foi responsável pela deposição de folhelhos com alto teor de radioatividade e resistividade e baixa densidade que ocorrem na Formação Pimenteiras, representativo do período de máxima inundação marinha (Rodrigues, 1995).

A Formação Pimenteiras alcança espessuras superiores a 500 m (Figura 4), com o intervalo radioativo, potencialmente gerador, apresentando isólitas de até 60 m e teores médios de COT de 2 – 2,5%. Análises efetuadas em testemunho do poço 1IZ 0002 MA mostraram altos teores de matéria orgânica, atingindo valores de até 6%, com predominância dos tipos II e III.

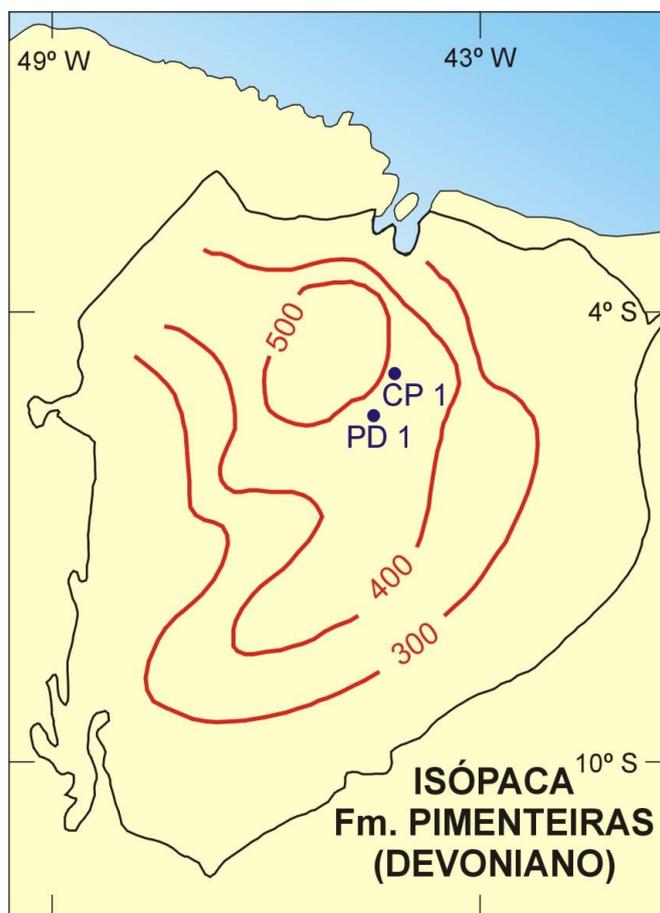


Figura 4. Mapa de isópaca da Formação Pimenteiras (Cunha, 1986).

Rodrigues (1995) identificou três intervalos potencialmente geradores dentro da Formação Pimenteiras, denominando-os de folhelhos radioativos A, B e C (Figura 5).

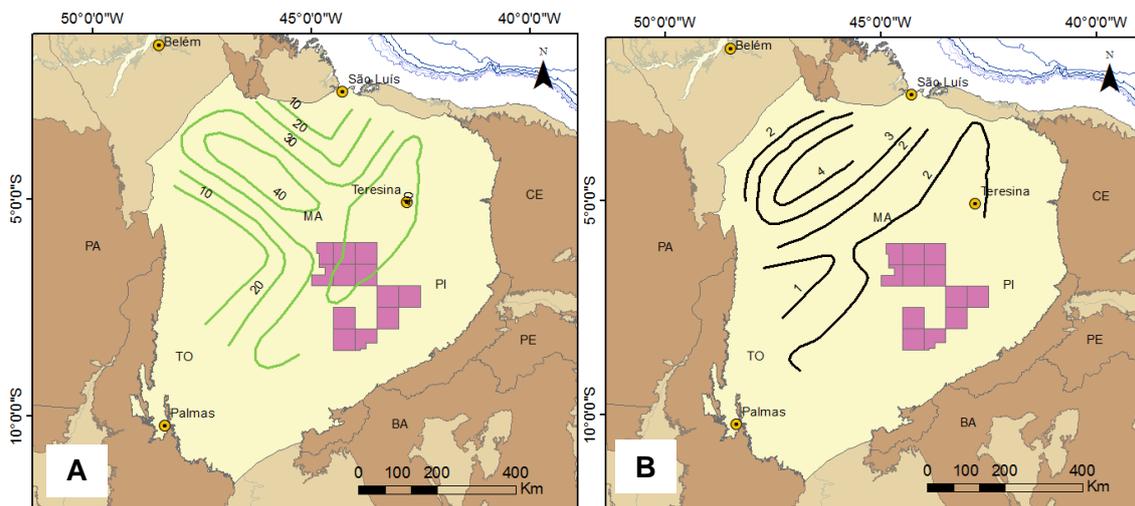


Figura 5. (A) Isólitais dos folhelhos radioativos C e (B) Teores médios de COT (carbono orgânico total) nos folhelhos radioativos C (Rodrigues, 1995).

Os folhelhos radioativos A situam-se aproximadamente no limite Eifeliano/Givetiano; têm espessura máxima de 20 m, possuem índices de carbono orgânico total (COT) variando de 1,0 a 3,0%, matéria orgânica do tipo III e são os únicos que se encontram maduros por subsidência na porção NO da bacia. Contudo, são pouco espessos para geração de volume apreciável de hidrocarbonetos.

Os folhelhos radioativos B, situados no Givetiano Médio, ocorrem apenas nas regiões central e norte da bacia. Possuem espessura máxima de 20 m, COT variando de 1,0 a 3,5% e matéria orgânica dos tipos II e III.

Os folhelhos radiativos C, depositados no Frasniano, são correlacionáveis aos folhelhos geradores das bacias do Solimões (Formação Jandiatura) e Amazonas (Formação Barreirinha). É o principal intervalo de folhelhos radioativos da bacia, alcançando espessuras de 40 m. Possui COT variando entre 1,0 e 5,0% e matéria orgânica do tipo II.

Além da Formação Pimenteiras, as formações Tianguá (Siluriano) e Longá (Devoniano-Fameniano) são consideradas geradoras potenciais secundárias.

A Formação Tianguá apresenta espessuras da ordem de 200 m e exibe teores de carbono orgânico normalmente inferiores a 1,0%, com raros níveis apresentando teores iguais a 1,2% (Figura 7). As análises microscópicas revelam alta proporção de matéria orgânica oxidada, liptinita e matéria orgânica amorfa. Os dados de reflectância de vitrinita indicam que esta unidade se encontra termicamente madura em grande parte da bacia, onde os maiores valores de R_0 estão associados à ocorrência das maiores espessuras das rochas intrusivas (Rodrigues, 1995).

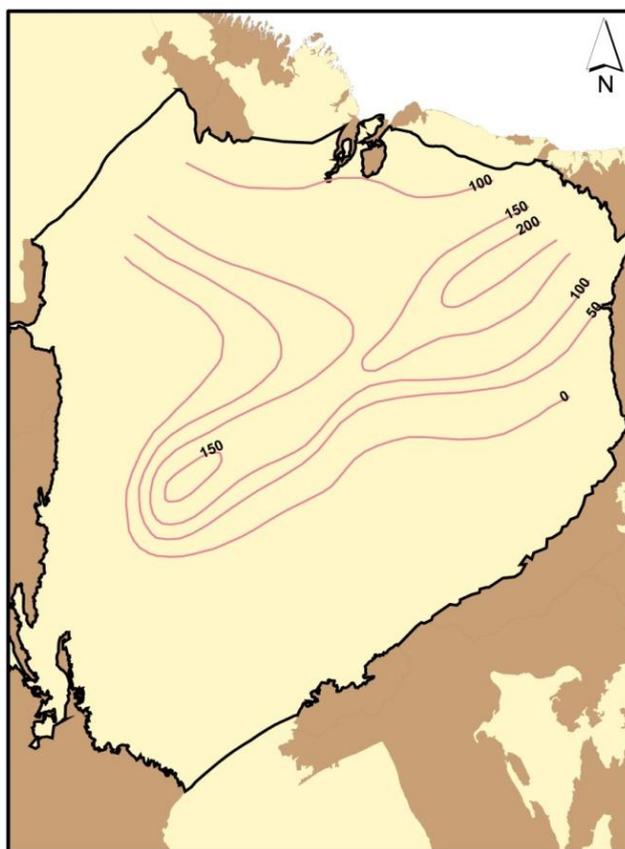


Figura 7. Isópacas da Formação Tianguá (Cunha, 1986).



A Formação Longá apresenta matéria orgânica dos tipos III e IV, com alta proporção de inertinita. Nas áreas com ausência de intrusões de diabásio, ocorre termicamente pouco evoluída (Rodrigues, 1995).

Além destas, a Formação Codó, depositada durante o Cretáceo, é extremamente rica em matéria orgânica, atingindo teores de COT de até 27%. Contudo, esta unidade se encontra imatura e, como sua deposição foi posterior ao vulcanismo, não sofreu os seus efeitos térmicos.

A migração, em todos os casos, seria facilitada pelo contato estratigráfico das rochas reservatório com as rochas geradoras, além de migração através de falhas e ao longo de diques de diabásio. A geração é interpretada como produto de soterramento, assegurada em grande parte pela ação térmica de intrusivas básicas dentro da seção geradora.

4.2 Rochas Reservatório

Os reservatórios principais sempre foram considerados os arenitos devonianos da Formação Cabeças. O potencial como reservatório de hidrocarbonetos desta formação aumenta em função de sua privilegiada situação estratigráfica em contato direto com as rochas geradoras da Formação Pimenteiras. A Formação Cabeças apresenta alta permeabilidade e porosidade de até 26%, atingindo espessuras da ordem de 250 m (Figuras 8 e 9).

Contudo, as recentes descobertas ocorridas no parque dos Gaviões indicaram outro importante reservatório na Bacia: os arenitos parálicos mesocarboníferos da Formação Poti.

Além disso, os arenitos continentais a costeiros neocarboníferos da Formação Piauí são reservatórios secundários nas acumulações da Bacia do Parnaíba.

Ademais, são potenciais candidatos a rochas-reservatório os arenitos devonianos da Formação Itaim e os arenitos silurianos da Formação Ipu. No

caso da Formação Ipu, já foram observados indícios em alguns poços, e seu potencial aumenta se os folhelhos silurianos da Formação Tianguá se mostrarem geradores. Diabásios intrusivos, se fraturados, podem se constituir reservatórios, a exemplo do poço 2CP 0001 MA (Capinzal). Aventa-se ainda a possibilidade de lentes de areias inseridas dentro dos folhelhos da Formação Pimenteiras como rocha-reservatório, devido a regressões forçadas.

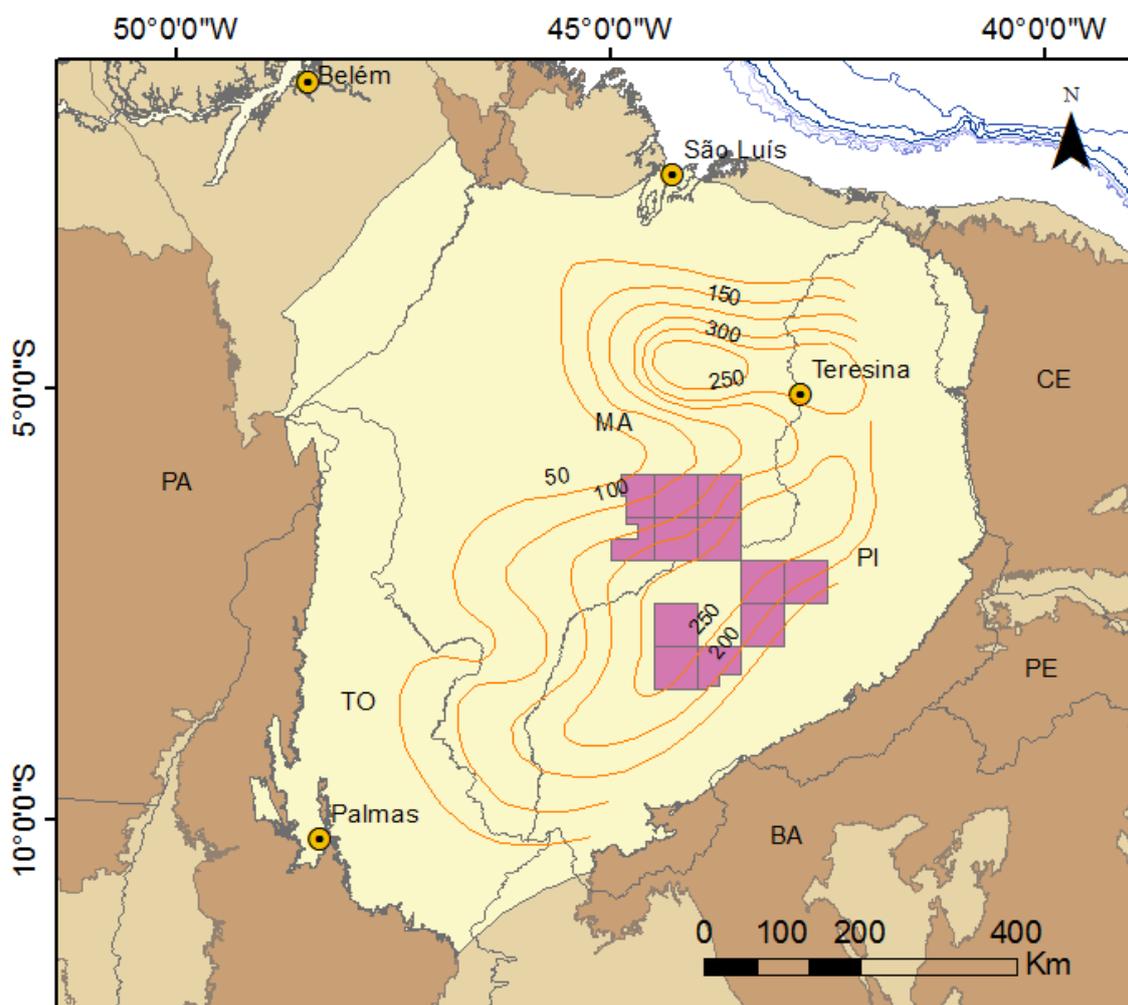


Figura 8. Mapa de isópacas da Formação Cabeças (Lima, 1990 *in* Góes *et al.*, 1993). Intervalo de contorno: 50 metros.

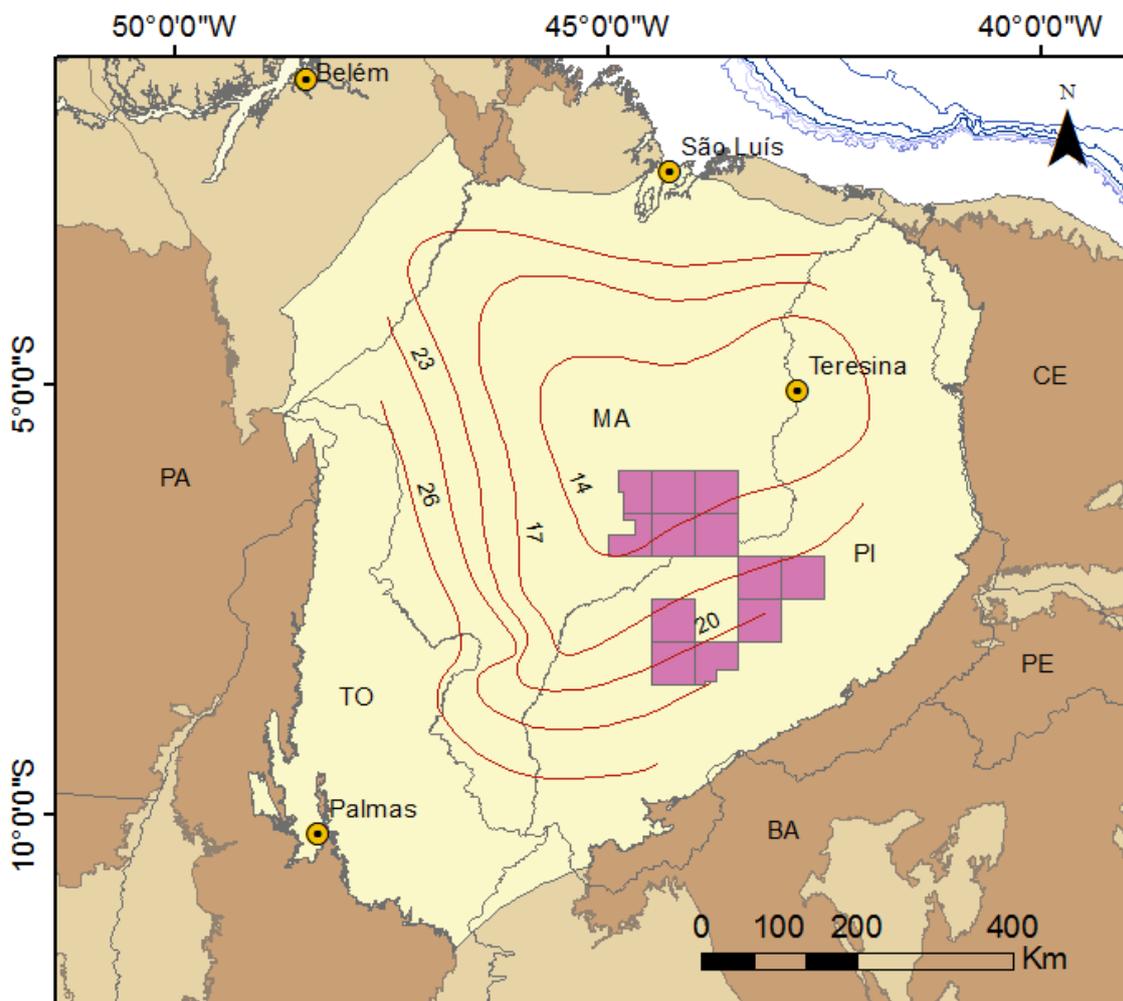


Figura 9. Mapa de distribuição da porosidade média da Formação Cabeças (Soeiro, 1990 *in* Góes *et al.*, 1993). Intervalo de contorno: 3 por cento.

4.3 Rochas Selantes

O selo mais eficiente nesta bacia é formado por intrusões de diabásio que podem selar qualquer reservatório, independentemente de sua posição estratigráfica. A Formação Longá também se apresenta como selo para um dos principais reservatórios que é a formação Cabeças. Selos para eventuais reservatórios nas formações Ipu, Itaim e Piauí podem ser formados, respectivamente, por folhelhos da Formação Tianguá, folhelhos da Formação Pimenteiras e folhelhos e evaporitos da Formação Pedra de Fogo.



4.4 Trapas

As trapas esperadas são do tipo estrutural, podendo estar relacionadas às várias orogenias que afetaram a bacia. Estruturas relacionadas a intrusões ígneas podem ser importantes por serem síncronas à geração de hidrocarbonetos.

Pode-se subdivir a bacia em três domínios principais: (i) o domínio setentrional, caracterizado pela presença de arcos regionais e abundantes falhas normais, tentativamente atribuídas à tectônica que resultou na abertura do Atlântico Equatorial; (ii) o domínio central, onde ocorrem estruturas relacionadas às intrusões ígneas; e (iii) o domínio meridional, onde interpretam-se estruturas relacionadas à tectônica transcorrente. Podem ocorrer também acumulações relacionadas a *pinch-outs* dos arenitos da Formação Cabeças (Mesner e Wooldridge, 1964).

4.5 Plays Exploratórios

Atualmente, existem dois *plays* exploratórios principais na Bacia do Parnaíba: (i) os arenitos plataformais devonianos da Formação Cabeças e (ii) os arenitos parálicos carboníferos da Formação Poti selados por intrusões ígneas em estruturas do tipo “chapéu de coco” (Figura 10). Além disso, espera-se que os arenitos devonianos da Formação Cabeças ocorram em trapas estruturais selados pela Formação Longá em estruturas dômicas regionais (Figura 11).

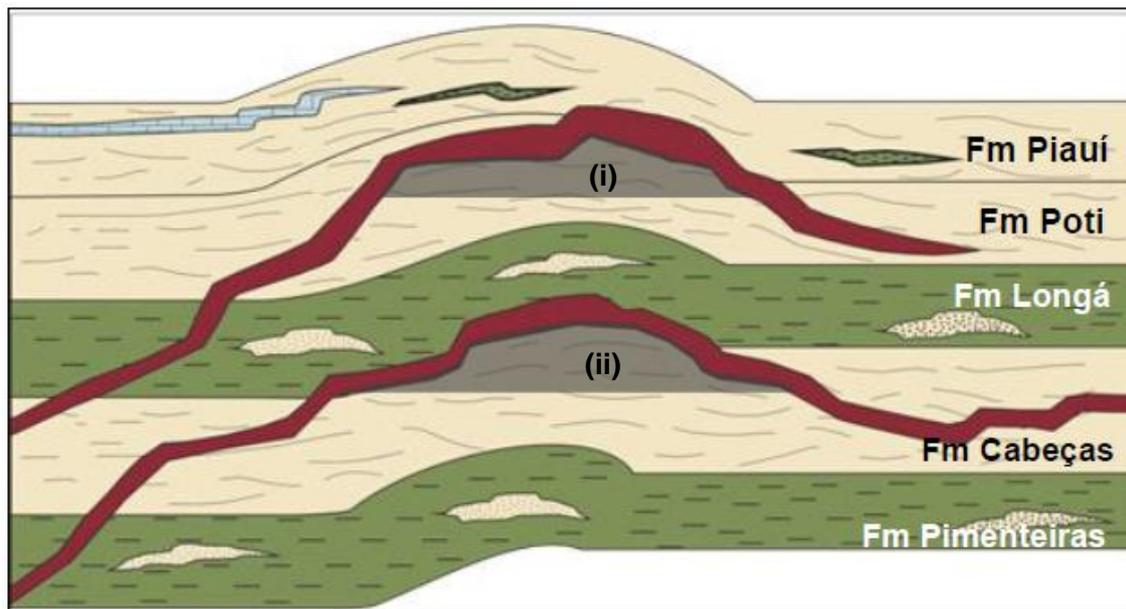


Figura 10. Seção geológica esquemática representando os principais *plays* na Bacia do Parnaíba: (i) arenitos devonianos da Formação Cabeças e (ii) arenitos carboníferos da Formação Poti selados por intrusões ígneas.

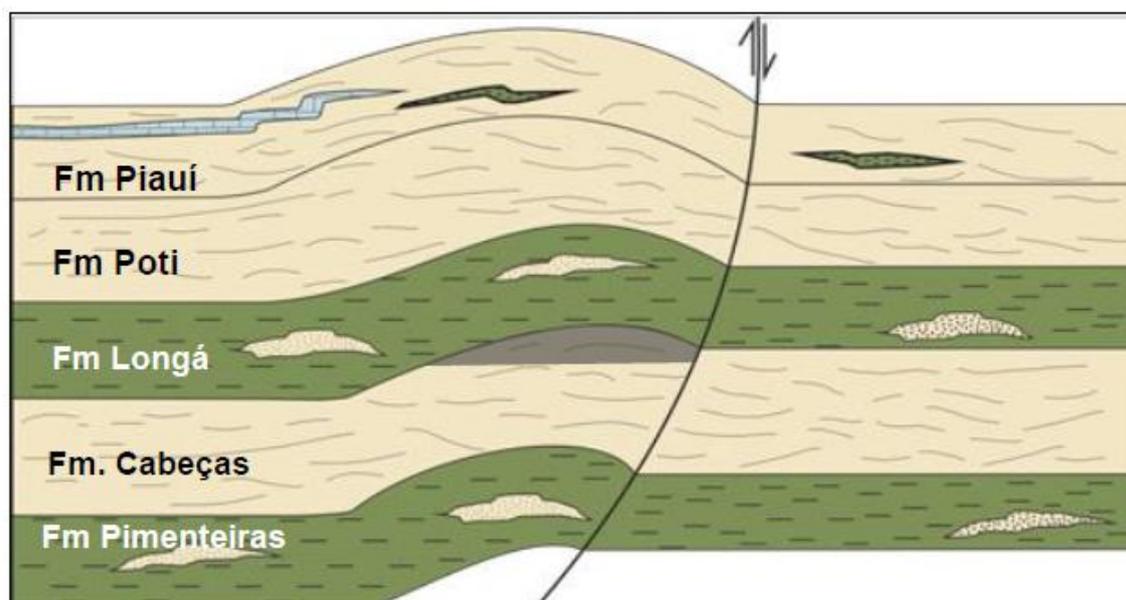


Figura 11. Seção geológica esquemática representando o play arenitos plataformais devonianos da Formação Cabeças em trapa estrutural selados pela Formação Longá.



5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a 14ª Rodada de licitações da ANP foram indicados para oferta 12 blocos, sendo 5 pertencentes ao setor SPN-N e 7 blocos localizados no setor SPN-SE, totalizando uma área de 34.280,91 km².

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

No setor SPN-N os blocos em oferta encontram-se próximo do atual depocentro sedimentar da bacia, onde estão localizadas as descobertas dos campos produtores do Parque dos Gaviões. No setor SPN-SE os blocos selecionados estão sobre o lineamento Transbrasiliiano. Nos dois setores os dados obtidos indicam intensa estruturação, formada por falhas normais, reversas e por soleiras que saltam de níveis estratigráficos e podem atuar como trapas e selo para diversos reservatórios.

Na região estudada ocorrem diversas oportunidades exploratórias do tipo “chapéu de coco”, formadas por soleiras que saltam de níveis estratigráficos, à semelhança das estruturas produtoras no Parque dos Gaviões. Este modelo exploratório de sucesso é composto por: (i) geração de gás em rochas da Formação Pimenteiras; (ii) reservatórios devonianos e/ou carboníferos das formações Cabeças, Poti e Piauí; e (iii) selo composto por rochas ígneas.

Além disso, foram observadas oportunidades exploratórias compostas por estruturas dômicas regionais relacionadas às falhas. Nesta conformação os arenitos devonianos da Formação Cabeças formariam o principal reservatório, selado pelos folhelhos da Formação Longá.

A região dos blocos indicados para a 14ª Rodada se configura, portanto, como de grande interesse do ponto de vista exploratório, pois pode apresentar diversas estruturas que atuem como trapas para hidrocarbonetos.

A Figura 13 apresenta a localização detalhada dos blocos em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP na Bacia do Parnaíba.

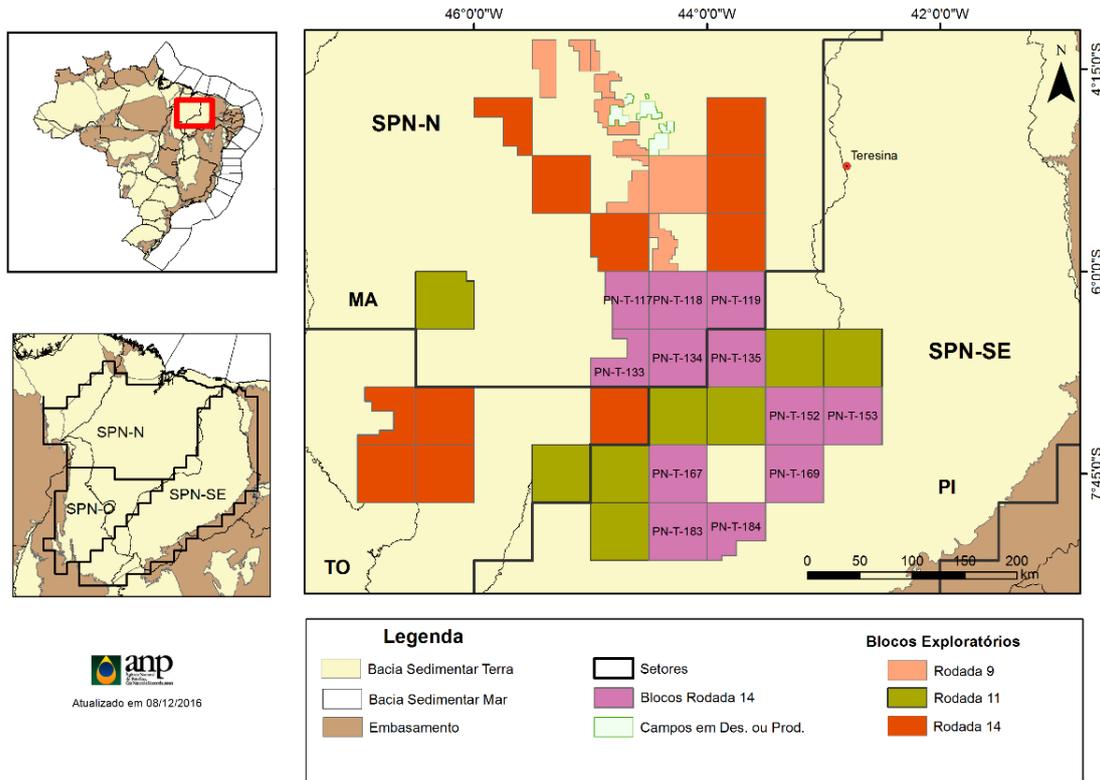


Figura 13. Localização com detalhe dos blocos sugeridos para a 14ª Rodada de Licitações da ANP na Bacia do Parnaíba.



6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABELHA, M. Seminário Técnico Ambiental: Bacia do Parnaíba. In: Seminário Técnico Ambiental da 12ª Rodada de Licitações da ANP, 2013, Rio de Janeiro. **Apresentação**, Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em: < http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/seminarios.asp />.

BIZZI, L. A. *et al.* **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**: texto, mapas e SIG. Brasília: CPRM, 2003. 674 p. il. 1 DVD anexo.

CUNHA, F.M.B. **Evolução paleozóica da bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico**. 1986. 107p. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CUNHA, P.R.C. *et al.* Parnaíba Basin - The Awakening of a Giant. In: 11th Simposio Bolivariano Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas, 2012, Cartagena de Indias. **Extended abstract**. Cartagena de Indias: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, 2012.

DPC & ASSOC. Petroleum Systems of Brasil. **Relatório**. DPC & Assoc., 2000. 178p.

FIGUEIREDO, A.M. & RAJA-GABAGLIA, G.P. 1986. Sistema classificatório aplicado às bacias sedimentares brasileira. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, 16(4): 350-369.

GÓES, A. M. O.; TRAVASSOS, W. A. S.; NUNES, K. Projeto Parnaíba: reavaliação da bacia e perspectivas exploratórias. Rio de Janeiro. **Relatório Interno**. Rio de Janeiro: Petrobrás – Depex, 1993.



MILANI, E. J.; ZALÁN, P.V. The Geology of Paleozoic Cratonic Basin and Mesozoic Interior Rifts of Brazil. In: AAPG International Conference and Exhibition, 1998, Rio de Janeiro. **Short course**. Rio de Janeiro: AAPG, 1998. p. 54-66.

RODRIGUES, R. **A Geoquímica Orgânica da Bacia do Parnaíba**. 1995. 225p. Tese (Doutorado em Geociências) - Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

SANTOS, M. E. de C. M.; CARVALHO, M. S. S. **Paleontologia das Bacias do Parnaíba, Grajaú e São Luís**: Reconstituições Paleobiológicas. 2ª ed. Rio de Janeiro: CPRM, 2004. 194p.

VAZ, P. T. *et al.* Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p.253-263, 2007