

# **BACIA POTIGUAR**

## **Sumário Geológico e Setores em Oferta**

Carlos Mikael Arnemann Batista  
Superintendência de Definição de Blocos - SDB

**2017**

## SUMÁRIO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>                    | <b>3</b>  |
| <b>2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO .....</b>        | <b>4</b>  |
| <b>3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA.....</b> | <b>7</b>  |
| <b>4. SISTEMAS PETROLÍFEROS.....</b>          | <b>11</b> |
| 4.1. Geração e Migração .....                 | 11        |
| 4.2. Rochas reservatório.....                 | 13        |
| 4.3. Rochas Selantes.....                     | 13        |
| 4.4. Trapas .....                             | 14        |
| 4.5. <i>Plays</i> Exploratórios .....         | 14        |
| <b>5. SETORES EM OFERTA .....</b>             | <b>15</b> |
| 5.1 Descrição Sumária .....                   | 15        |
| 5.2 Avaliação dos Blocos Propostos .....      | 15        |
| <b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>    | <b>16</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia Potiguar está localizada no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira (Figura 1), estando sua maior parte no Estado do Rio Grande do Norte, e uma pequena parte no Estado do Ceará. Sua área é de 222.699 km<sup>2</sup>, dos quais cerca de 195.974 km<sup>2</sup> correspondem à porção submersa, até o limite das águas territoriais brasileiras. Seu limite geológico a oeste é o Alto de Fortaleza, que a separa da Bacia do Ceará. Já o Alto de Touros marca seu limite geológico a leste, separando-a da Bacia de Pernambuco-Paraíba. Ao Sul, a bacia se assenta sobre o embasamento pré-cambriano da Província Borborema. A espessura sedimentar atinge até 6.000 metros.

A Bacia Potiguar é tradicional produtora de petróleo, tanto em sua porção emersa quanto marítima, com predominância de geração de óleos, variando entre 14º e 55º API.

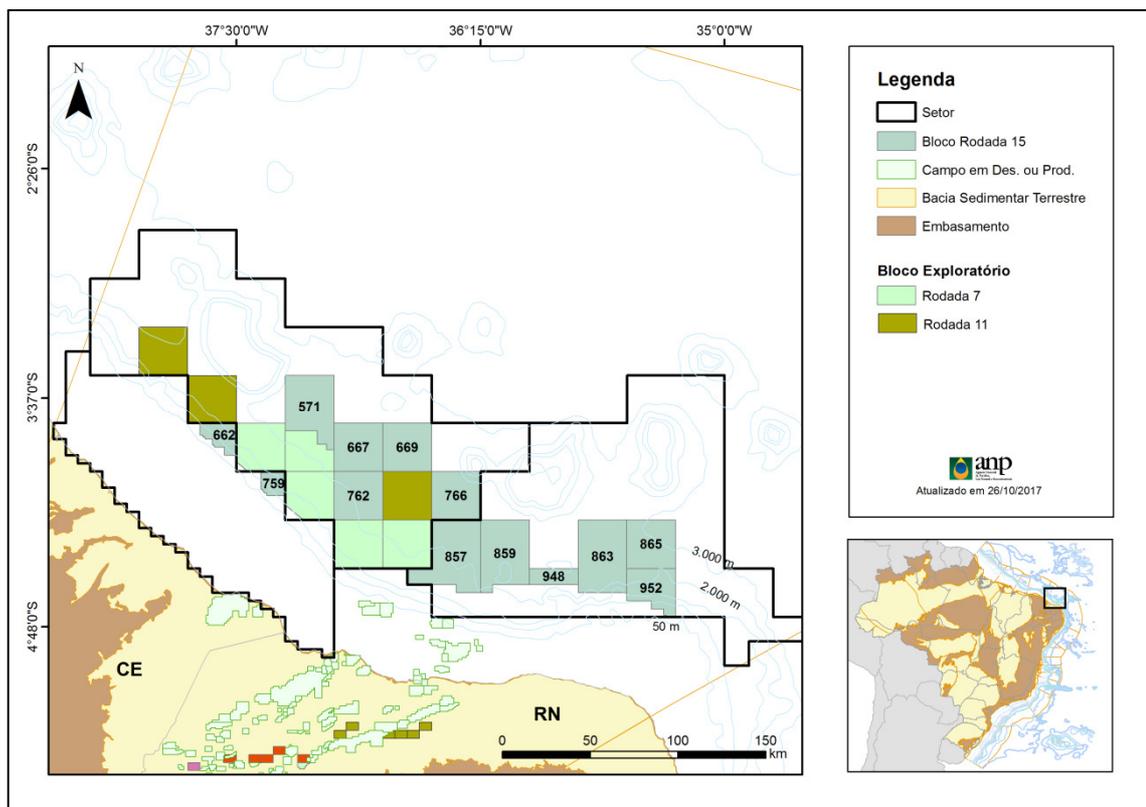


Figura 1. Localização da Bacia Potiguar, com destaque para os blocos em oferta na Décima Quinta Rodada de Licitações da ANP.

## 2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A exploração de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar teve início em 1949, com mapeamentos de superfície e levantamentos gravimétricos e magnetométricos conduzidos pelo Conselho Nacional do petróleo (CNP). Em 1956 foram perfurados dois poços na porção emersa da bacia que apresentaram indícios de petróleo, já sob a atuação da Petrobras.

As atividades de exploração se intensificaram durante a década de 70, no contexto da primeira crise do petróleo. Novos levantamentos sísmicos, tanto marinhos quanto terrestres, levaram à descoberta dos campos de Ubarana (1973) e de Agulha (1975) na plataforma continental e do Campo de Mossoró (1979) na porção terrestre.

A partir destas descobertas, a Bacia Potiguar experimentou grande incremento exploratório que resultou em importantes descobertas como os campos de Fazenda Belém (1980), Alto do Rodrigues (1981), Estreito, Fazenda Pocinho, Guamaré, Serraria (1982), Lorena, Upanema (1984), Canto do Amaro (1985), entre outros.

O período entre 1980 a 1990 corresponde à fase de maior investimento exploratório na bacia. Foram perfurados 675 poços exploratórios, os quais representam aproximadamente 52% do total perfurado na bacia até o momento (Figura 2).

Após a criação da ANP em 1997 (Lei 9.478/97), foram realizados levantamentos sísmicos não exclusivos por empresas de aquisição de dados (EAD) na porção marítima. Blocos da Bacia Potiguar foram incluídos em grande parte das Rodadas de Licitações, com exceção das Rodadas 8 e 12. Nesse período, foram realizadas algumas descobertas, bem como a incorporação de pequenas acumulações estabelecidas pela Petrobras.

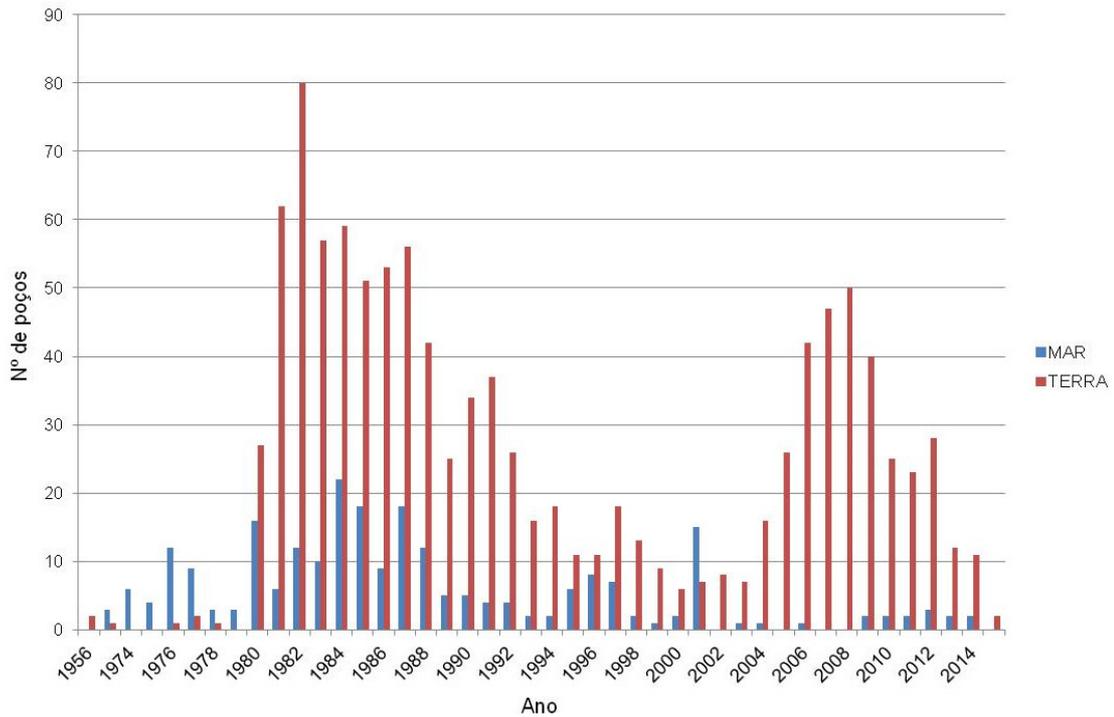


Figura 2. Histórico da perfuração de poços exploratórios na Bacia Potiguar.

O esforço exploratório realizado até os dias atuais resultou em levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de cerca de 114 mil km de sísmica 2D e de aproximadamente 16 mil km<sup>2</sup> de sísmica 3D e na perfuração de 1.329 poços exploratórios, conforme demonstrado na Tabela 1 e ilustrado na Figura 3.

Tabela 1. Demonstrativo do esforço exploratório realizado na Bacia Potiguar.

|              | Sism. 2D pré (km) | Sism. 2D pós (km) | Sism. 3D pré (km <sup>2</sup> ) | Sism. 3D pós (km <sup>2</sup> ) | Poços exploratórios |
|--------------|-------------------|-------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| <b>Terra</b> | 41.396,49         | 25.727,76         | 7.490,18                        | 6.089,29                        | 1.062               |
| <b>Mar</b>   | 72.686,24         | 103.927,36        | 8.411,37                        | 16.545,17                       | 242                 |

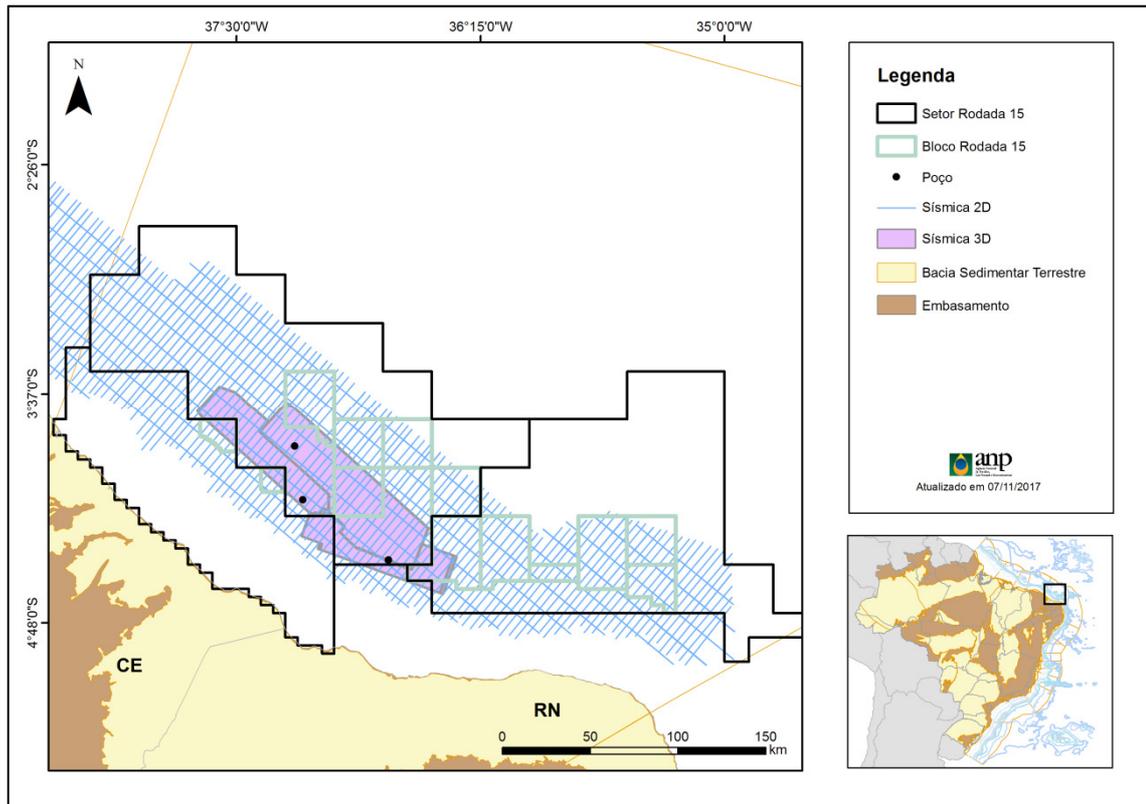


Figura 3. Mapa com distribuição dos levantamentos sísmicos bidimensionais e tridimensionais e poços exploratórios disponíveis na Bacia Potiguar com indicação dos blocos em oferta na Décima Quinta Rodada de Licitações.

Dados de agosto de 2017 indicam que a Bacia Potiguar conta com 94 campos de produção e em desenvolvimento e atualmente produz um total de 47.715 bbl/dia de petróleo e 1.143 m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

O volume original *in situ* de petróleo na porção submersa é de 1,07 bilhão de bbl e a produção acumulada é de 155,2 milhões de bbl. O volume original *in situ* de gás total na porção submersa da bacia é de 53,4 bilhões de metros cúbicos e a produção acumulada é de 20,72 bilhões de metros cúbicos<sup>1</sup> (Tabela 2).

<sup>1</sup> Dados de dezembro de 2016

Tabela 2. Dados de produção de petróleo e gás natural na Bacia Potiguar.

| <b>Volume <i>in situ</i></b>                   |                           |                               |
|--|---------------------------|-------------------------------|
|  | Petróleo (milhões barris) | Gás (milhões m <sup>3</sup> ) |
| <b>Bacia Potiguar Mar</b>                      | 1.073,58                  | 53.404,54                     |
| <b>Bacia Potiguar Terra</b>                    | 4.810,29                  | 26.050,49                     |
| <b>Total</b>                                   | 5.883,87                  | 79.455,03                     |
| <b>Campos em Produção e/ou Desenvolvimento</b> |                           |                               |
| <b>Bacia Potiguar Mar</b>                      | 10                        |                               |
| <b>Bacia Potiguar Terra</b>                    | 84                        |                               |
| <b>Total</b>                                   | 94                        |                               |
| <b>Produção Acumulada</b>                      |                           |                               |
|  | Petróleo (milhões barris) | Gás (milhões m <sup>3</sup> ) |
| <b>Bacia Potiguar Mar</b>                      | 155,17                    | 20.723,64                     |
| <b>Bacia Potiguar Terra</b>                    | 720,36                    | 7.353,34                      |
| <b>Total</b>                                   | 875,53                    | 28.076,98                     |

### 3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

Adota-se aqui a evolução tectonoestratigráfica proposta por Pessoa Neto *et al.* (2007), que subdivide a Bacia Potiguar em três Supersequências (Figura 4).

A evolução da Bacia Potiguar está relacionada à ruptura do paleocontinente Gondwana e à abertura do Oceano Atlântico. Inicialmente, na fase Rifte I, entre o Neoberriasiano e o Eobarremiano, o regime tectônico predominante foi de estiramento crustal, com altas taxas de subsidência mecânica do embasamento. Nos grabens assimétricos que se desenvolveram houve o estabelecimento de lagos, com possível contribuição fluvial. Nesse ambiente foram depositados deltas lacustres progradantes associados a folhelhos ricos em matéria orgânica intercalados com turbiditos, agrupados na Formação Pendência (Bertani *et al.* 1990).

Durante o Neobarremiano/Eo-Aptiano, na fase Rifte II, o regime tectônico predominante evoluiu para transcorrente/transformante, alterando a direção de movimento tectônico para E-W. O eixo de rifteamento se deslocou para a parte submersa, ao mesmo tempo em que a porção emersa sofreu soerguimento e erosão. Nesse contexto foram depositados os arenitos grossos e pelitos da parte superior da

Formação Pendência, ainda em ambiente fluvio-deltaico-lacustre. Também foram depositados os leques aluviais e sistemas fluviais de alta energia da Formação Pescada, em sistemas deposicionais continentais.

A fase transicional ocorreu no Aptiano/Albiano, com a passagem gradativa de ambientes continentais para marinhos, acompanhando a subsidência térmica contínua e a quietude tectônica desse período, registrada nas rochas da Formação Alagamar. Os Membros Canto do Amaro e Upanema, na seção basal dessa formação, ainda foram depositados em ambientes fluvio-deltaicos, os quais foram sequencialmente afogados por uma transgressão marinha, registrada nos folhelhos do Membro Galinhos. O evento de transgressão máxima, que também corresponde a primeira incursão marinha na bacia, está associado à deposição de folhelhos negros com ampla distribuição na bacia, denominados Camada Ponta do Tubarão (CPT).

A partir do Albiano passou a predominar na bacia o regime tectônico dominado por subsidência térmica e deriva continental. A partir do continente, ocorriam sistemas fluviais, passando gradativamente para plataforma rasa com predomínio de sedimentação siliciclástica a mista e sedimentação carbonática na borda da plataforma, e sistema de talude com a escavação de cânions submarinos, como por exemplo os cânions de Pescada e Ubarana, que são preenchidos por folhelhos intercalados com turbiditos e diamictitos. Essa variedade de ambientes e litotipos contemporâneos está associada com várias unidades litoestratigráficas. A Formação Açú corresponde aos sedimentos siliciclásticos depositados em ambientes fluviais a marinhos proximais, enquanto a Formação Quebradas corresponde aos depósitos em ambientes marinhos distais. Já a Formação Ponta do Mel corresponde aos depósitos marinhos carbonáticos.

A passagem do Cenomaniano-Turoniano coincide com outro evento máximo transgressivo, marcado pela deposição de folhelhos contínuos na parte submersa e pelo afogamento de sistemas costeiros na parte emersa. Sobre essa superfície de inundação máxima do Neocretáceo ocorreu a implantação de uma plataforma carbonática dominada por maré, cuja sedimentação se estendeu até o Eocampaniano e corresponde à Formação Jandaíra.

A partir do Neocampaniano iniciou uma tendência regressiva na bacia, que se estende até o presente. As sequências sedimentares depositadas nesse período

marcam a transição de ambientes, desde sistemas de leques costeiros com predomínio de sedimentação siliciclástica, passando por plataforma rasa com sedimentação carbonática na borda até sistemas marinhos profundos, com a deposição de folhelhos de talude, associados com turbiditos de fundo de bacia. As unidades litoestratigráficas associadas são as Formações Barreiras, Tibau, Guamaré e Ubarana.

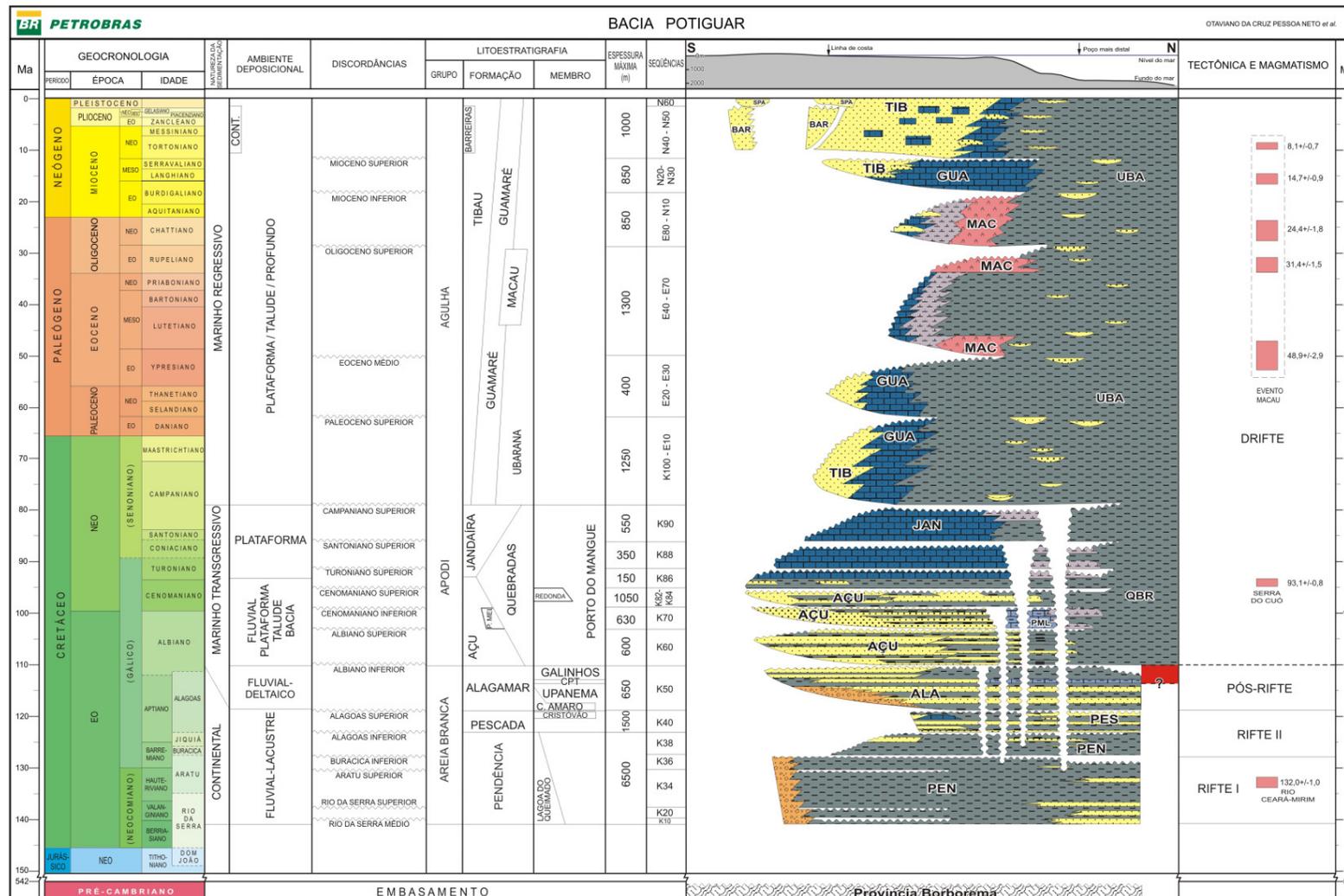


Figura 4. Diagrama estratigráfico da Bacia Potiguar (Pessoa Neto et al., 2007).

## 4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

Há dois sistemas petrolíferos conhecidos na Bacia Potiguar, Pendência (!) e Alagamar – Açu (!).

O primeiro tem como rocha geradora os folhelhos depositados durante a fase Rifte, relacionados à Formação Pendência, e acumulações em arenitos deltaicos lacustres da mesma unidade.

O petróleo gerado na Formação Pendência, além de abastecer os reservatórios da fase rifte, também atingiu reservatórios das fases transicional e drifte na porção submersa, onde está misturado ao óleo proveniente da Formação Alagamar. Esse sistema petrolífero tem maior importância na parte emersa da bacia, onde a sequência geradora apresenta maior espessura e sofreu extrema evolução térmica, enquanto na parte submersa o potencial para hidrocarbonetos é consideravelmente menor (Santos Neto *et al.*, 1990).

Já o sistema Alagamar – Açu (!) tem como rocha geradora folhelhos dos Membros Ubarana, Camadas Ponta do Tubarão (CPT) e Galinhos (INSIGHT, 2005). As acumulações ocorrem principalmente em arenitos fluviais e aluviais da Formação Açu. Entretanto, secundariamente podem ocorrer acumulações em arenitos deltaicos da própria Formação Alagamar, bem como em arenitos turbidíticos da Formação Ubarana, confinados no interior de cânions.

### 4.1. Geração e Migração

As rochas geradoras da Formação Pendência, de idade Berriasiana a Barremiana, são folhelhos ricos em matéria orgânica, com cor cinza escura a negra, depositados em ambiente lacustre. Apresentam Carbono Orgânico Total (COT) de até 7%, ou seja, moderado a alto, e Potencial de Geração de Hidrocarbonetos (S2) até 40 mg HC/g rocha. O Índice de Hidrogênio tem valores elevados, até 950 mg HC/g COT, e o índice de oxigênio tem valores abaixo de 100 mg CO<sub>2</sub>/g COT. O tipo de querogênio predominante é I/II (INSIGHT, 2005).

Estudos da evolução térmica das rochas geradoras da Formação Pendência indicam que, na parte submersa da bacia, as fácies ricas em matéria orgânica atingem

a janela de geração de óleo a partir de 2.700 m de profundidade, com pico de geração a 3.500 m, e ultrapassam as condições de geração de óleo após 4.500 m (INSIGHT, 2005).

A reconstrução da história de soterramento e maturação mostra que a base da sequência rifte alcançou a janela de óleo ainda no Barremiano, enquanto seu topo somente no Paleoceno. A seção basal dessa sequência deve ter atingido a janela de gás durante o Neocretáceo/Paleógeno (DPC, 2000).

As rochas geradoras da Formação Alagamar estão relacionadas a três membros. São folhelhos do Membro Upanema, depositados durante o Aptiano em contexto transicional da fase rifte para drifte, em um ambiente lacustre profundo com água salobra anóxica; folhelhos do Membro Camadas Ponta do Tubarão (CPT), também de idade Aptiana, e folhelhos do Membro Galinhos, de idade Aptiana/Albiana, ambos depositados em ambiente marinho raso sob condições hipersalinas anóxicas.

As rochas do Membro Upanema possuem COT médio 2-3%, atingindo picos de até 5%. O potencial de geração S2 varia de 10 a 20 mg HC/g rocha, e índice de hidrogênio médio 400 mg HC/ g COT, com predominância de querogênio tipo II.

Já as rochas dos membros CPT e Galinhos apresentam COT médio 4%, atingindo 8%. O potencial de geração S2 é 40 mg HC/g rocha e o índice de hidrogênio médio 500 a 600 mg HC/g COT, com predominância de querogênio tipo II.

Estudos da evolução térmica indicam que as rochas geradoras desse sistema alcançam a janela de óleo em profundidades de soterramento superiores a 3.000 m. Na porção *offshore* as rochas da Formação Alagamar estão soterradas a mais de 4.000 m, alcançando o ápice da geração de hidrocarbonetos líquidos.

A ampla distribuição das fácies ricas em matéria orgânica dessa unidade, que se encontram imaturas na parte terrestre e de águas rasas, sugerem que os ambientes de águas profundas consituem uma prolífica fronteira para a exploração de hidrocarbonetos (INSIGHT, 2005).

#### **4.2. Rochas Reservatório**

Os reservatórios do sistema Pendência (!) são arenitos aluviais, deltaicos e turbidíticos, com granulometria grossa a fina, porosidade variando entre 12 e 27%, e permeabilidade variando entre 700 md e 1 Darcy. Conforme discutido anteriormente, os óleos provenientes de geradoras da fase rifte preencheram não somente reservatórios intercalados à mesma unidade, mas migraram até reservatórios localizados nas fases transicional e drifte, onde estão misturados a óleos provenientes da Formação Alagamar.

Os reservatórios do Sistema Alagamar – Açú (!) são principalmente arenitos aluviais e fluviais de idade Albiana/Cenomaniana da Formação Açú. A porosidade varia entre 14 e 18%, e a permeabilidade entre 700 md e 1 Darcy. Secundariamente podem ocorrer acumulações em arenitos deltaicos Aptianos da Formação Alagamar, com porosidade entre 12 e 16%. Podem ocorrer, ainda, acumulações em reservatórios do Neocretáceo ao Paleógeno, em arenitos turbidíticos da Formação Ubarana, com porosidade de 20 a 25% e permeabilidade acima de 1 Darcy.

Ainda não se compreende bem a distribuição de tais turbiditos na Bacia Potiguar. Há necessidade de estudos detalhados integrando os padrões de migração dos óleos gerados a partir da Formação Alagamar com os mecanismos de transporte dos arenitos turbidíticos de águas profundas da Formação Ubarana, para ajudar a identificar áreas de interesse prospectivo independente de controles estruturais na Bacia Potiguar (INSIGHT, 2005).

#### **4.3. Rochas Selantes**

Os selos dos reservatórios do sistema Pendência (!) são folhelhos intraformacionais, depositados em ambientes lacustres e deltaicos.

Já os selos das acumulações do sistema Alagamar – Açú (!) são os próprios níveis pelíticos da Formação Açú. No caso de acumulações na Formação Alagamar, os selos são os carbonatos e folhelhos dessa mesma unidade. Por fim, os selos para as acumulações da Formação Ubarana são os folhelhos marinhos intraformacionais (INSIGHT, 2005).

#### 4.4. **Trapas**

Há uma grande variedade de trapas associadas ao sistema Pendência (!), como blocos falhados rotacionados relacionados às falhas de borda dos grabens *onshore*, ou estruturas associadas a falhas antitéticas, gravitacionais e de transferência. Apesar do forte caráter estrutural dessas trapas, variações laterais de fácies e feições paleogeomórficas podem contribuir para o aprisionamento do petróleo em alguns casos.

As trapas na Formação Açú podem ser estruturais, mistas ou paleogeomórficas. No primeiro caso, o fechamento é proporcionado pela combinação do mergulho regional das camadas com o arrasto associado à reativação de falhas normais nas ombreiras dos grábens *onshore*. No caso de trapas mistas, além do componente estrutural, há contribuição importante da variação lateral de fácies, por exemplo. As trapas paleogeomórficas são definidas por leques aluviais localizados nos flancos de paleoaltos do embasamento.

As trapas na Formação Alagamar são principalmente estruturas homoclinais truncadas por cânions submarinos, além de estruturas dômicas associadas a falhas transcorrentes.

Por fim, podem ocorrer trapas estratigráficas na Formação Ubarana, definidas pela intercalação de arenitos turbidíticos com os folhelhos intraformacionais (INSIGHT, 2005).

#### 4.5. **Plays Exploratórios**

Os *plays* exploratórios considerados são:

- (i) Arenitos flúvio-lacustres de idade aptiana, estruturados em anticlinais de grande porte, associados a estruturas em flor e falhas transcorrentes;
- (ii) Arenitos do Cretáceo Superior, depositados em ambientes variando de flúvio-lacustre até marinho profundo, estruturados em anticlinais de grande porte;
- (iii) Arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior em trapas estratigráficas;

(iv) Arenitos turbidíticos em leques de assoalho de bacia do Paleógeno e Neógeno;

(v) Arenitos turbidíticos do Paleógeno e Neógeno em trapas estratigráficas.

## 5. SETORES EM OFERTA

### 5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Quinta Rodada de Licitações estão em oferta treze blocos exploratórios, totalizando 9.604,20 km<sup>2</sup>, distribuídos em três setores. No setor SPOT-AR1 estão em oferta dois blocos, com área total de 504,38 km<sup>2</sup>. No setor SPOT-AP1 estão em oferta cinco blocos, com área total de 4.051,25 km<sup>2</sup>; e no setor SPOT-AP2 estão em oferta seis blocos, ocupando 5.048,57 km<sup>2</sup>.

### 5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Os blocos indicados para oferta nos setores SPOT-AP1 e SPOT-AP2 situam-se em um contexto distal, com lâmina d'água superior a 1.000 metros. A maior parte dos blocos se localiza sobre a cozinha geradora, possibilitando tanto a migração lateral diretamente para a fácies reservatório do Membro Upanema da Formação Alagamar, quanto por meio de falhas até reservatórios nas Formações Quebradas e Ubarana.

As oportunidades mapeadas nesses blocos podem ocorrer em trapas estratigráficas, como turbiditos. Nesse caso, são definidas por refletores de alta amplitude negativa variável ao longo do corpo, porém com valores de amplitude absolutos inferiores às das diversas rochas ígneas presentes na região. Esses refletores possuem terminações em *pinch out*, caracterizando as trapas estratigráficas. Também podem ocorrer arenitos turbidíticos em *mounds* na base de sequências progradantes, sotopostos às discordâncias regionais, interpretados como leques de assoalho de bacia.

Outras oportunidades foram identificadas em estruturas dômicas associadas a anticlinais de grande porte, gerados por falhas transcorrentes. Tais anticlinais

estruturam grande parte da coluna sedimentar, gerando condições de trapeamento em diversos níveis de reservatório nas Formações Alagamar, Quebradas e Ubarana, os quais estão conectados por falhas com as rochas geradoras.

Já os blocos indicados para oferta no setor SPOT-AR1 se localizam entre lâminas d'água de 50 e 1.000 metros, aproximadamente. Situam-se mais afastados da cozinha de geração identificada para as rochas da Formação Alagamar. Porém, conforme citado, a migração dos hidrocarbonetos gerados a partir das rochas da Formação Alagamar atingiu grande distância, inclusive alcançando reservatórios na porção emersa da bacia. Assim, é possível inferir a existência de rotas de migração prováveis até os blocos em questão. Nesses blocos foram mapeadas oportunidades no nível da Formação Alagamar em estruturas associadas a falhas transcorrentes. Esse tipo de estrutura é semelhante à existente no prospecto de Pitu, e do mesmo modo, não se descarta a existência de reservatórios no nível da Formação Pescada. Além disso, podem ocorrer oportunidades em arenitos turbidíticos das Formações Quebradas e Ubarana, em trapas estratigráficas.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BERTANI, R.T.; COSTA, I.G.; MATOS, R.M.D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e hábitat do petróleo na Bacia Potiguar. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Coord.) Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobras. SEREC.CENSUD, 1990. p. 291-310.

DPC & Assoc. Petroleum Systems of Brazil. 2000.

INSIGHT, GEOLOGIA DO PETRÓLEO LTDA. Petroleum systems of the Potiguar Basin. Rio de Janeiro, [2005]. 295 p. Relatório final da avaliação dos sistemas petrolíferos da bacia Potiguar em atendimento ao Ofício da ANP nº 150/SDT/2005.

PESSOA NETO, O.C.; SOARES, U.M.; SILVA, J.G.F.; ROESNER, E.H.; FLORENCIO, C.P.; SOUZA, C.A.V. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, n. 2, p. 357-369, maio/nov. 2007.

SANTOS NETO, E.V.; MELLO, M.R.; RODRIGUES, R. Caracterização geoquímica dos óleos da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36; 1990, Natal. Anais. Natal: SBG, v. 2, p. 974-985.