

## **BACIA POTIGUAR**

### Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos  
SDB

Elaborado por: Andressa Yumi Portella e Rosemari Fabianovicz  
2017

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA .....	5
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	10
4.1 Geração e Migração.....	10
4.2 Rochas Reservatório.....	12
4.3 Rochas Selantes .....	12
4.4 Trapas.....	13
4.5 Plays Exploratórios.....	13
5. SETORES EM OFERTA.....	17
5.1 Descrição Sumária.....	17
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos .....	18
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	20

## 1. INTRODUÇÃO

A Bacia Potiguar localiza-se na porção mais oriental da região nordeste do Brasil, estendendo-se pelos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. A área sedimentar na porção emersa é de aproximadamente 26.700 km<sup>2</sup>, enquanto que a porção submersa soma aproximadamente 195.400 km<sup>2</sup>. Geologicamente, limita-se a leste com a Bacia de Pernambuco-Paraíba pelo Alto de Touros, a noroeste com a Bacia do Ceará pelo Alto de Fortaleza e a sul com rochas do embasamento cristalino (Figura 1).

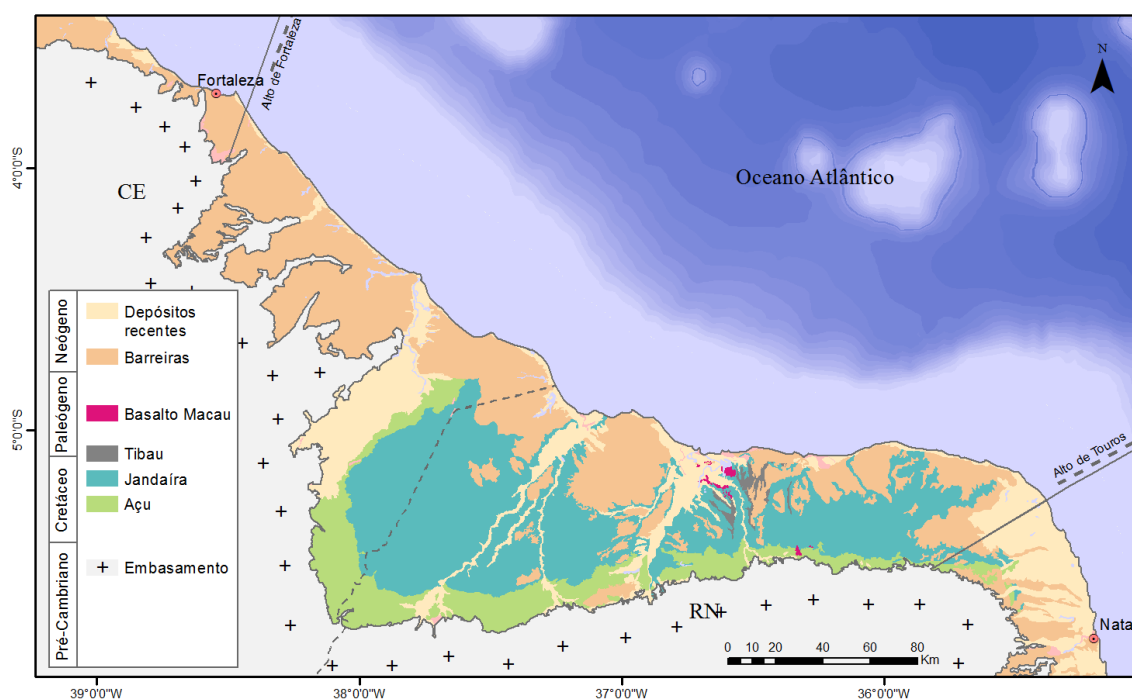


Figura 1. Mapa de localização da Bacia Potiguar (Angelim *et al.*, 2006; Mohriak, 2003).

A porção emersa da bacia é classificada como madura e é subdividida em sete setores terrestres: SPOT-T1A, SPOT-T1B, SPOT-T2, SPOT-T3, SPOT-T4, SPOT-T5 e SPOT-T6.

Para a Décima Quarta Rodada de Licitação serão ofertados 62 blocos exploratórios na Bacia Potiguar, os quais integram área total de 1.724,37 km<sup>2</sup>, e estão distribuídos entre os setores terrestres SPOT-T1B, SPOT-T2, SPOT-T4 e SPOT-T5 (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

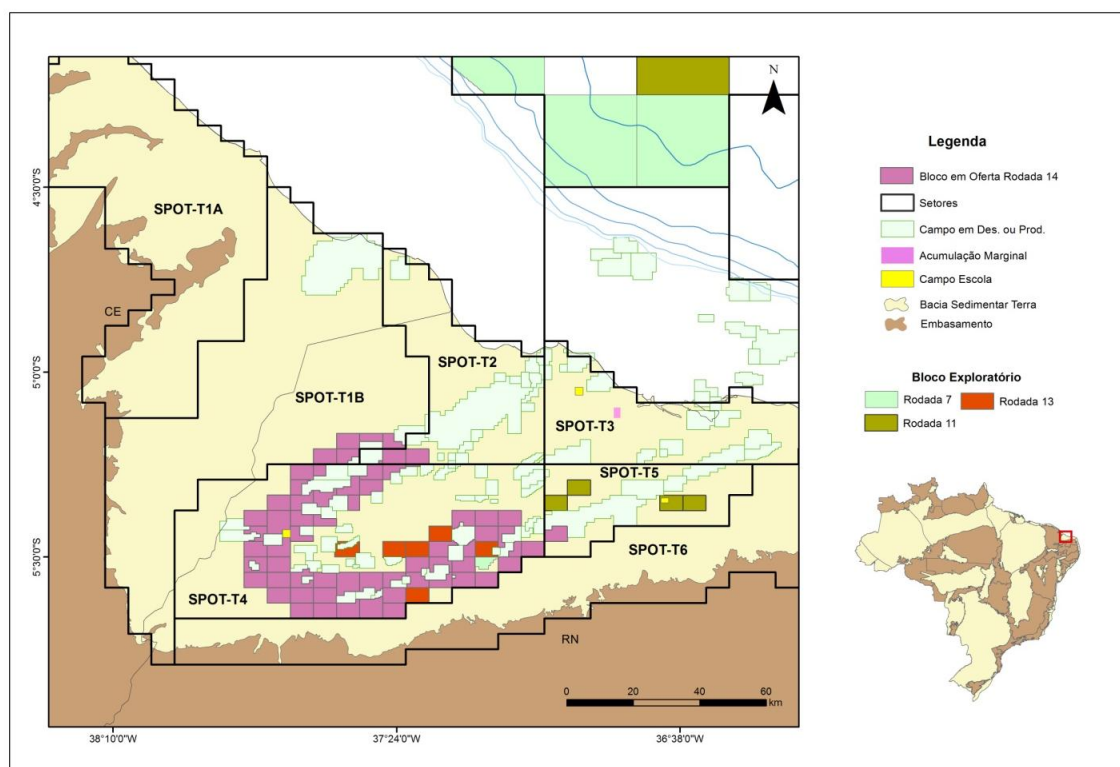


Figura 2. Localização da Bacia Potiguar, com indicação dos setores e dos blocos exploratórios em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.

## 2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A exploração de hidrocarbonetos na bacia teve início em 1949, com mapeamentos de superfície e levantamentos gravimétricos e magnetométricos conduzidos pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Em 1956, após a criação da Petrobras, foram perfurados dois poços estratigráficos na porção emersa da bacia. Na década de 70, no contexto da primeira crise do petróleo, foram retomadas as atividades exploratórias na bacia com aquisição sísmica nas suas porções marinha e terrestre (Femenick, 2014).

Estes levantamentos resultaram na 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 50% do total de poços desse tipo perfurados na bacia.

Após a criação da ANP em 1997 (Lei 9.478/97), a Bacia Potiguar foi objeto de levantamentos não exclusivos realizados pelas empresas de aquisição de dados (EAD) e de licitações de petróleo e gás da ANP, com blocos ofertados em quase todas as rodadas de licitações, com exceção das Rodadas 8 e 12. A partir disso, foram realizadas algumas descobertas, além da incorporação de pequenas acumulações descobertas pela Petrobras.

Atualmente, estão em concessão 19 blocos exploratórios, sendo 11 em terra e 8 em mar, arrematados nas 7ª, 11ª e 13ª Rodadas, resultando em uma área concedida de 6.195,61 km<sup>2</sup> (dados de maio de 2017).

O esforço exploratório realizado até os dias atuais resultou em levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de sísmica 2D e 3D e na perfuração de 1.282 exploratórios (Figura 3).

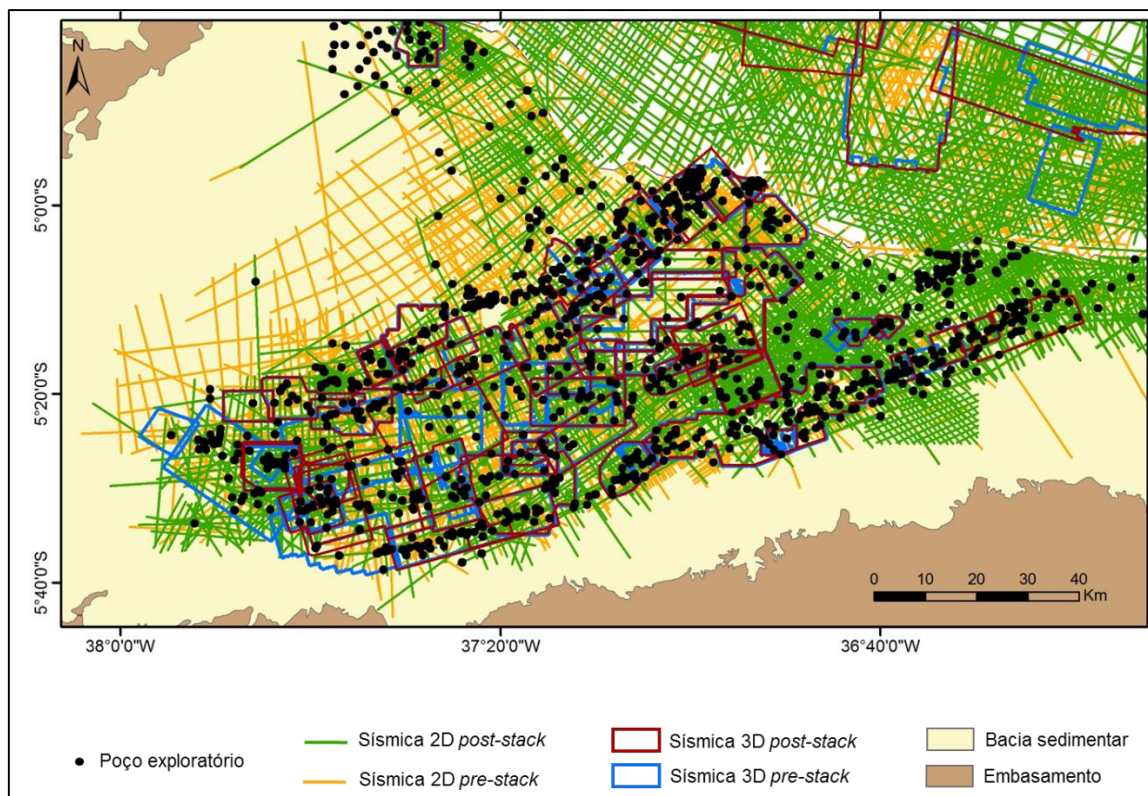


Figura 3. Mapa de localização da Bacia Potiguar com distribuição dos dados sísmicos 2D e 3D e de poços exploratórios disponíveis na Bacia Potiguar (ênfase na porção terrestre).

Em março de 2017, a Bacia Potiguar produziu um total de 51.476 bbl/dia de petróleo e 1.235 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, correspondendo à quarta maior produção total do país, com 59.241 boe/dia. Essa produção advém da exploração de 77 campos.

As reservas provadas (1P) na porção terrestre são da ordem de 190 milhões de barris de petróleo e 1,7 bilhão de metros cúbicos de gás (dados de dezembro de 2016).

### 3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A Bacia Potiguar faz parte do Sistema de Riftes Cretáceos do Nordeste Brasileiro. Sua formação relaciona-se ao processo de estiramento crustal que resultou no rompimento do Supercontinente Gondwana, a partir do Mesozoico, e que culminou com a separação das placas Sul-Americana e Africana e a formação do Oceano Atlântico (Bertani *et al.*, 1990; Soares *et al.*, 2003).

A porção emersa do Rift Potiguar alonga-se segundo a direção ENE-WSW e é limitado a leste e a oeste pelas falhas de Carnaubais e de Areia Branca, respectivamente. Esta estruturação compreende três unidades básicas: grábens, altos internos e plataformas do embasamento, conforme ilustrado na 4 (Bertani *et al.*, 1990).

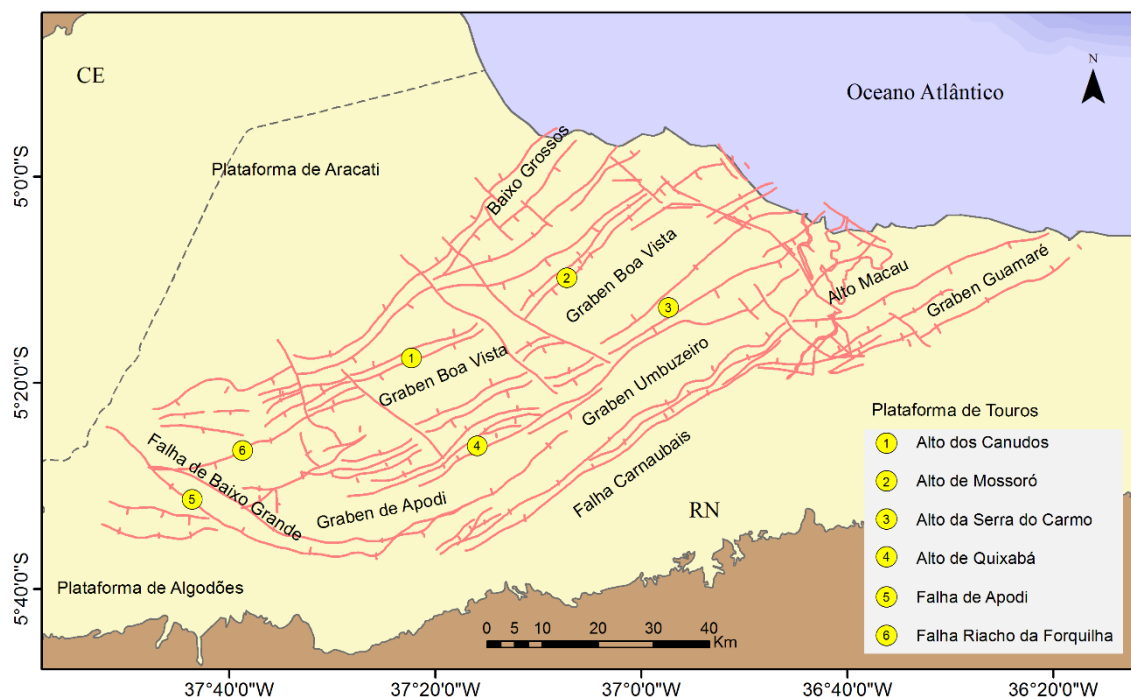


Figura 4. Mapa estrutural da porção emersa da Bacia Potiguar (Angelim *et al.*, 2006, Hoerlle *et al.* 2007).

Os Grábens do Apodi, Umbuzeiro, Guararé e Boa Vista correspondem a feições lineares de direção NE-SW que apresentam forma assimétrica e são limitados a sudeste e sudoeste por falhas que podem ultrapassar 5.000 metros de rejeito.



Os altos internos, representados pelos Altos de Quixaba, Serra do Carmo e Macau, correspondem às cristas alongadas do embasamento que se apresentam dispostas paralelamente à direção do eixo-principal do rifte e separam os principais grábens.

As plataformas rasas do embasamento, Aracati e Touros, bordejam, respectivamente as porções oeste e leste do Rifte Potiguar. Nessas porções o embasamento é pouco afetado por falhas e é geralmente recoberto por sedimentos do Aptiano e Cretáceo Superior.

O embasamento da bacia é formado por rochas pré-cambrianas da Província Borborema, constituída pelo amalgamento de blocos crustais arqueanos e proterozoicos compostos por sequências litoestratigráficas de rochas ígneas e metamórficas (Pedrosa Junior *et al.*, 2010).

De acordo com Araripe e Feijó (1994) as rochas sedimentares da Bacia Potiguar estão organizadas em três grupos: Areia Branca, Apodi e Agulha. A maior parte destas unidades litoestratigráficas foi definida com base na interpretação de dados de poço e de sísmica, uma vez que a exposição em afloramentos contempla somente as rochas das formações Açú, Jandaíra, Tibau e Barreiras.

O preenchimento da bacia desenvolveu-se de acordo com cada uma das diferentes fases de sua evolução tectônica: fase rifte I, fase rifte II, fase pós-rifte e fase termal, correspondendo a três supersequências propostas por Pessoa Neto *et al.* (2007), conforme ilustrado na carta estratigráfica da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

A primeira supersequência estratigráfica, denominada de Supersequência Rifte, corresponde às fases rifte I e rifte II. A fase rifte I se estende do Neoberriasiano ao Eobarremiano e caracteriza-se por um regime tectônico de estiramento crustal, com desenvolvimento de falhas normais de grande rejeito que definem hemi-grábens assimétricos e altos internos de direção geral NE-SW. Os grábens foram preenchidos pelos sedimentos





lacustrinos, flúvio-deltaicos e fandeltaicos da Formação Pendência, conforme ilustrado no perfil esquemático da Figura 6.

Na fase rifte II, que se estende do Neobarremiano ao Eo-Aptiano, implanta-se um regime transcorrente-transformante ao longo da futura margem equatorial, ocasionando mudança na cinemática do rifte e provocando um deslocamento do eixo de rifteamento para a porção submersa da Bacia Potiguar. O registro sedimentar da fase rifte II na bacia é restrito à sua porção submersa e é representado pela parte superior da Formação Pendência e pela Formação Pescada.

A Supersequência Pós-Rifte, que corresponde à fase de mesmo nome, é caracterizada por um regime tectônico de relativa quietude e pela passagem gradativa de sistemas deposicionais continentais para marinhos. O registro sedimentar compreende os sedimentos transicionais da Formação Alagamar de idade Aptiana até Albiana Inferior. Esta sequência é constituída por sedimentos fandeltaicos e flúvio-deltaicos (Membros Canto do Amaro e Upanema) e por folhelhos transicionais (Membro Galinhos). Nesta sequência francamente transgressiva ocorre um evento de máxima transgressão, constituída por folhelhos pretos e calcilutitos ostracoidais com ampla distribuição pela bacia, chamada de Camada Ponta do Tubarão (CPT).

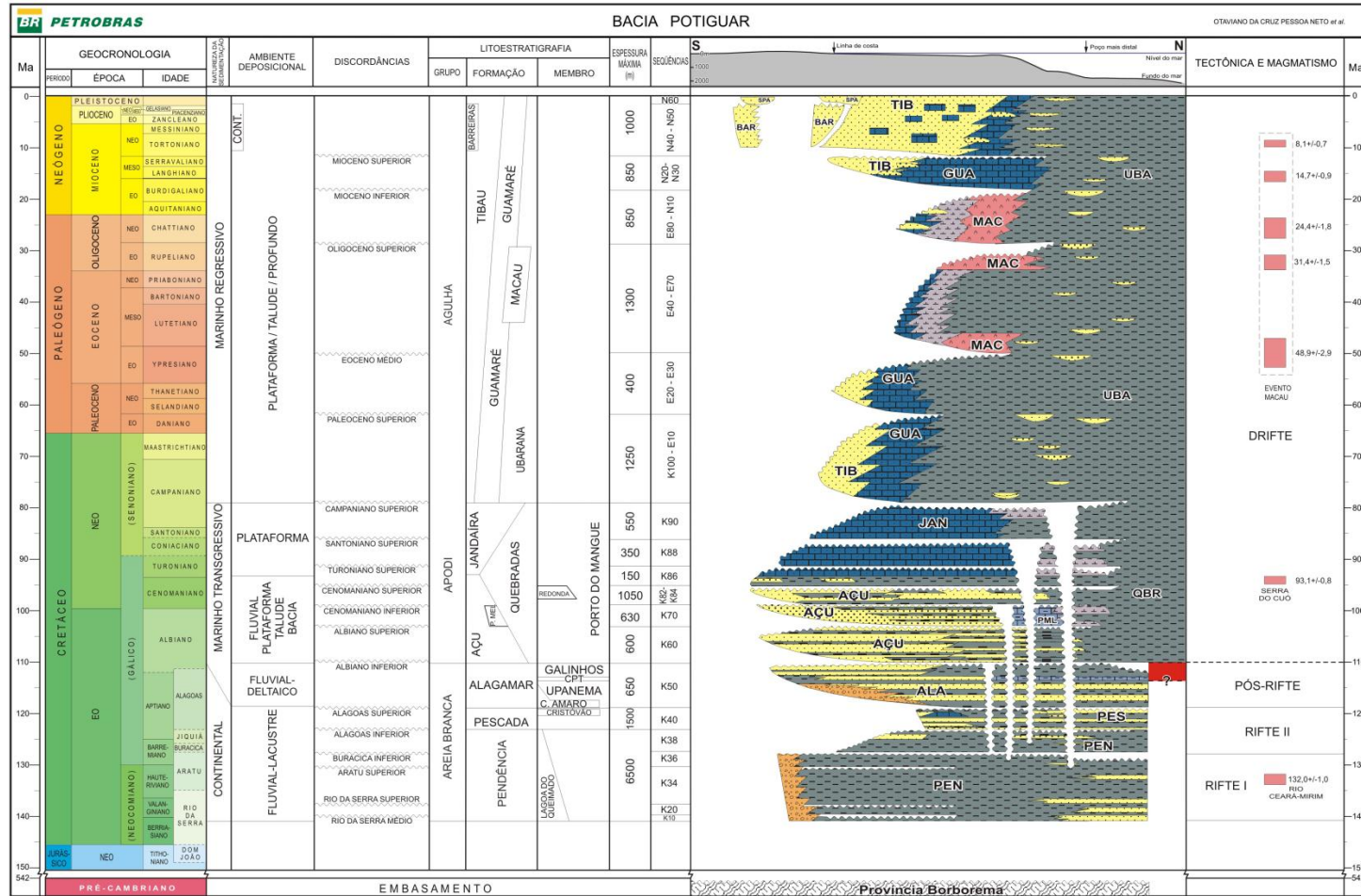


Figura 5. Diagrama estratigráfico da Bacia Potiguar (Pessoa Neto et al., 2007).

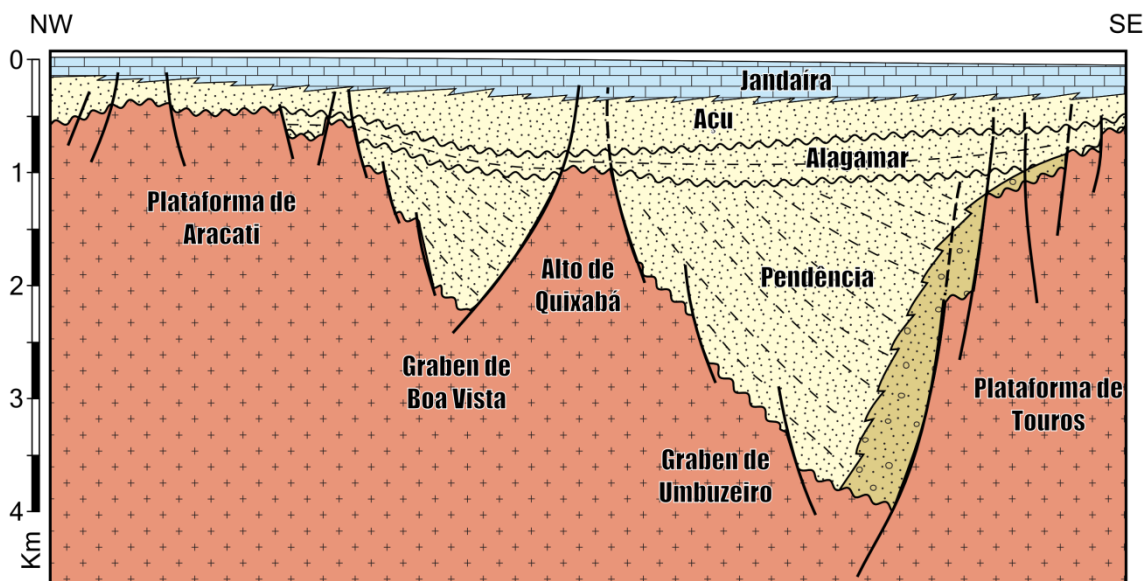


Figura 6. Perfil esquemático parte emersa da Bacia Potiguar (Bertani *et al*, 1990).

A Supersequência Drifte, depositada entre o Albiano e o Recente, durante a fase subsidência termal, é constituída por uma seqüência flúvio-marinha transgressiva recoberta por uma seqüência clástica e carbonática regressiva. A fase transgressiva é representada pelos sedimentos siliciclásticos das formações Açú (proximal) e Quebradas (distal), e pelo desenvolvimento de uma plataforma carbonática denominada de Formação Ponta do Mel.

A transgressão máxima é caracterizada pela deposição de folhelhos na porção submersa e pelo afogamento dos sistemas fluviais e estuarinos na porção emersa da bacia, seguidos pela implantação de uma plataforma carbonática denominada de Formação Jandaíra. As seqüências marinhas regressivas correspondem a sistemas mistos compostos por leques costeiros, sistemas de plataformas rasas com borda carbonática e sistemas de talude/bacia e são representadas pelos sedimentos das formações Barreiras, Tibau, Guamaré e Ubarana.

Cabe mencionar a ocorrência de eventos magmáticos representados pelas formações Rio Ceará Mirim (relacionado à gênese do rifte), Serra do Cuó (Turoniano) e Macau, com pulsos do Eoceno ao Mioceno.



## **4. SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Na porção emersa da Bacia Potiguar, em foco na 14ª Rodada de Licitações da ANP, os sistemas petrolíferos comprovados são: Pendência-Pendência(!), Pendência-Alagamar(!) e Alagamar-Açu(!).

A geração de hidrocarbonetos provém de folhelhos lacustres Neocomianos da Formação Pendência, e de folhelhos marinho-evaporíticos, margas e folhelhos lacustres da Formação Alagamar (Membros Camadas Ponta do Tubarão, Galinhos e Upanema) de idade Aptiana.

As unidades produtoras de petróleo correspondem aos arenitos das formações Pendência, Alagamar e Açu (Gushiken e Siqueira, 2008).

### **4.1 Geração e Migração**

As rochas geradoras da Formação Pendência ocorrem em toda a bacia e podem atingir 1.500 metros de espessura na sua porção emersa (Santos Neto, 1996 *apud* Insight, 2005). São constituídas por folhelhos negros ricos em matéria orgânica depositados em ambiente lacustre de água doce.

São constituídas por folhelhos escuros ricos em matéria orgânica depositados em ambiente lacustre de água doce. Os teores de carbono orgânico (COT) variam até 4% e o potencial de geração de hidrocarbonetos ( $S_2$ ) é de até 35 mg HC/g de rocha. Valores para o índice de hidrogênio (IH) variando de 100 a 700 mg HC/g de carbono orgânico total juntamente com índice de oxigênio (IO) predominantemente menor que 100 mg  $CO_2$ /g indicam a predominância de querogênio do tipo I e tipo II (Trindade *et al.*, 1992).

Apresenta teores relativamente altos de carbono orgânico total em torno de 4%, relacionados à matéria orgânica do tipo I e II (Spigolon e Santos Neto, 2005).



A integração de dados geoquímicos e geotérmicos indicam que a Formação Pendência se tornou madura a partir do Santoniano (Lima Neto *et al.*, 1990) tanto nas áreas *onshore* e *offshore* da bacia, tendo sido submetida a condições de temperatura bastante elevadas que a tornaram potencial geradora de petróleo e de gás (Insight, 2005).

De acordo com Santos Neto *et al.* (1990), a localização dos sedimentos da Formação Pendência, encaixados nos grábens e controlados por extensos e profundos falhamentos, indicam que a migração dos fluidos gerados ocorre principalmente no sentido vertical em direção aos altos estruturais regionais delimitados durante o rifteamento.

A Formação Alagamar contém intervalos ricos em matéria orgânica, com espessura máxima de 200 metros, identificados em três subunidades representadas, da base para o topo, por sedimentos lacustres do membro Upanema, sedimentos marinho evaporíticos da Camada Ponta do Tubarão e sedimentos de ambiente marinho restrito do membro Galinhos.

A seção lacustre da Formação Alagamar apresenta dados geoquímicos muito próximos aos correspondentes da Formação Pendência. As unidades camada Ponta do Tubarão e Galinhos são constituídas por folhelhos negros de COT em torno de 6% e margas com teores de  $\text{CaCO}_3$  até 45%, com valores de  $\text{S}_2$  até 40 mg HC/g de rocha, o que apontam predominância do querogênio do tipo I e II (Trindade *et al.*, 1992).

Os hidrocarbonetos gerados pela Formação Alagamar apresentam diferentes graus de evolução térmica indicando que foram originados a partir de rochas geradoras com diferentes graus de maturação. Estudos geoquímicos demonstram que as unidades geradoras da Formação Alagamar se encontram imaturas na parte terrestre da bacia. No entanto, na porção marinha esta formação apresenta alta evolução geotérmica, tendo atingido o pico de maturação no Mioceno. Os óleos gerados na plataforma continental migraram lateralmente em direção à porção terrestre da bacia seguindo os alinhamentos estruturais pré-existentes (Santos Neto, *et al.*, 1990; Souto Filho *et al.*, 2000).



## 4.2 Rochas Reservatório

Os principais reservatórios da bacia são constituídos por arenitos flúvio-deltaicos e turbidíticos da Formação Pendência (Neocomiano), por arenitos deltaicos da Formação Alagamar (Aptiano) e por arenitos flúvio-eólicos da Formação Açú (Albiano-Cenomaniano).

As principais acumulações associadas aos reservatórios da Formação Pendência correspondem aos campos de Riacho da Forquilha, Livramento, Lorena, Serraria, Upanema e Poço Xavier, todos pertencentes ao Setor SPOT-T4.

Com relação às acumulações relacionadas à Formação Alagamar ocorrem os campos de Araçari e Pintassilgo (Setor SPOT-T2), Acauã, Sabiá e Sabiá Bico-de-Osso (Setor SPOT-T4) e Fazenda Pocinho (Setores SPOT-T3 e SPOT-T5).

Dentre as acumulações associadas à Formação Açú, destacam-se os campos de Canto do Amaro, Mossoró, Pajeú (Setor SPOT-T2), Cardeal, Colibri (Setor SPOT-T4), Estreito, Alto do Rodrigues e Guamaré (Setor SPOT-T5).

## 4.3 Rochas Selantes

Na Formação Pendência o selo é constituído por folhelhos estratigraficamente associados aos reservatórios. Também pode ser proporcionado pelo fechamento de trapas devido às grandes movimentações em planos de falhas, que justapõem rochas reservatório com folhelhos de blocos baixos ou de sequência superior.

Dentro da Formação Açú o selo é proporcionado por níveis pelíticos. Na Formação Alagamar o selo é provido por níveis pelíticos, usualmente presentes na Camada Ponta do Tubarão.



#### 4.4 Trapas

O trapeamento dos hidrocarbonetos mais comum é do tipo estrutural associado a blocos falhados e a zonas de transferência. Também ocorrem trapas estratigráficas, mista e paleogeomórficas. As trapas estratigráficas ocorrem na forma de corpos arenosos turbidíticos envolvidos por folhelhos lacustres. Nas trapas mistas as acumulações podem ser condicionadas pela componente estrutural e pelas variações laterais de fácies. As trapas paleogeomórficas caracterizam-se pela ocorrência de acumulações encaixadas nos flancos de paleoaltos do embasamento.

#### 4.5 Plays Exploratórios

Bertani *et al.* (1990) agrupam as acumulações de petróleo da Bacia Potiguar em três sequências: rifte, transicional (pós-rifte) e drifte (sequência termal) e identificam, para cada sequência, modelos de acumulação relacionados a estilos estruturais e tipos de reservatórios específicos. Esses modelos de acumulação foram agrupados em *plays* exploratórios de forma resumida na Tabela 2.

Tabela 2 - *Plays* exploratórios dos blocos oferecidos na 14ª Rodada de Licitações da ANP na porção emersa da Bacia Potiguar.

Idade	Classificação	Descrição
Neocomiano	Sequência Rifte	Arenitos do Neocomiano associados a falhas normais, selados por sedimentos pelíticos do Neocomiano e carregados por folhelhos lacustres do Neocomiano

Idade	Classificação	Descrição
Albiano-Cenomaniano	Sequência drifte transgressiva	Arenitos do Albiano-Cenomaniano, selados por sedimentos pelíticos do Albiano-Turoniano e carregados por folhelhos lacustres do Neocomiano através de migração vertical por falhas normais e migração lateral subsequente
Albiano-Cenomaniano	Sequência drifte transgressiva-paleogeomórfica	Arenitos do Albiano-Cenomaniano associados a paleoaltos do embasamento, selados por sedimentos pelíticos do Albiano-Turoniano e carregados por folhelhos fluviais-deltaicos do Aptiano

A sequência rifte apresenta condições de trapeamento estrutural ou estrutural-estratigráfico. As principais acumulações estão associadas a falhas normais que ocorrem ao longo das principais falhas de borda dos grábens, a falhas normais antitéticas e falhas de transferência, que foram responsáveis pela formação de estruturas em flor (Figura 7), a falhas normais reativadas com rejeito lateral e prospectos associados a deslizamentos gravitacionais que geraram estruturas anticlinais (Figura 8). A geração dos hidrocarbonetos provém de folhelhos lacustres depositados na sequência e os reservatórios desta sequência, na porção emersa da bacia, são constituídos por arenitos das formações Pendência.



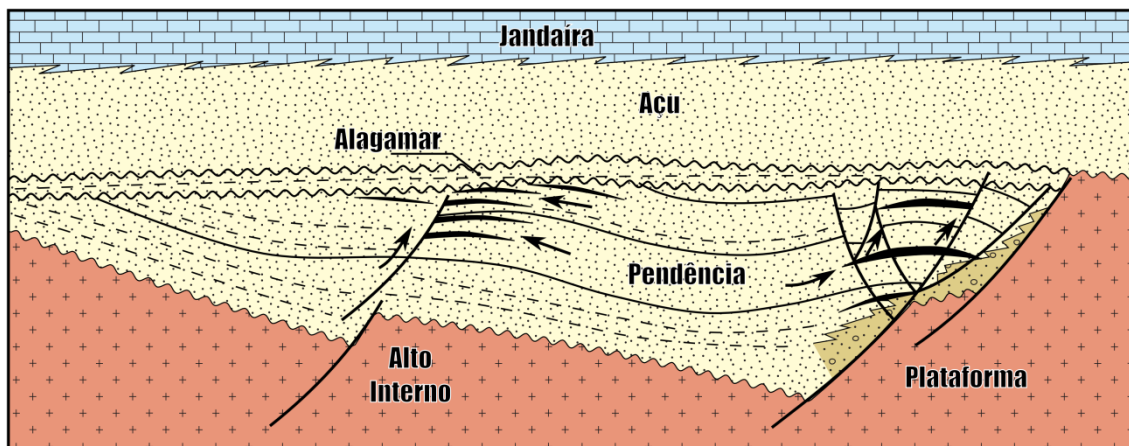


Figura 7. Seção geológica esquemática dos campos de Lorena, Livramento e Cachoeirinha. Esta seção ilustra um dos modelos de acumulação da sequência rifte no qual falhas normais antitéticas e falhas de transferência exercem o principal controle na estruturação de prospectos (Bertani *et al.*, 1990).

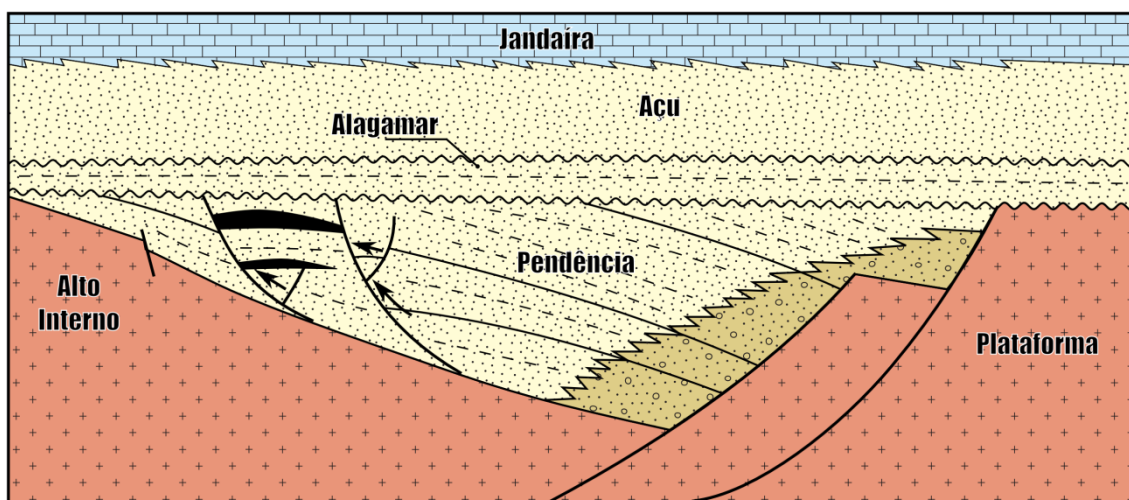


Figura 8. Seção geológica esquemática do campo de Serraria ilustrando o modelo de acumulação da sequência rifte associado a deslizamentos gravitacionais (Bertani *et al.*, 1990).

A sequência transicional caracteriza-se pela presença de homoclinais truncados por cânions (porção submersa da bacia) e de estruturas dômicas associadas a falhas transcorrentes. A geração de hidrocarbonetos pode ocorrer

a partir de folhelhos da própria sequência, bem como da sequência rifte e os reservatórios desta sequência correspondem aos arenitos da Formação Alagamar.

Na sequência drifte, os principais controles das acumulações de hidrocarbonetos são do tipo estrutural, misto (Figura 9) e paleogeomórfico (Figura 30). O reservatório desta sequência é representado pelos arenitos da Formação Açú. A maior parte dos hidrocarbonetos gerados é proveniente da Formação Alagamar, porém também houve contribuição por parte dos folhelhos da fase rifte.

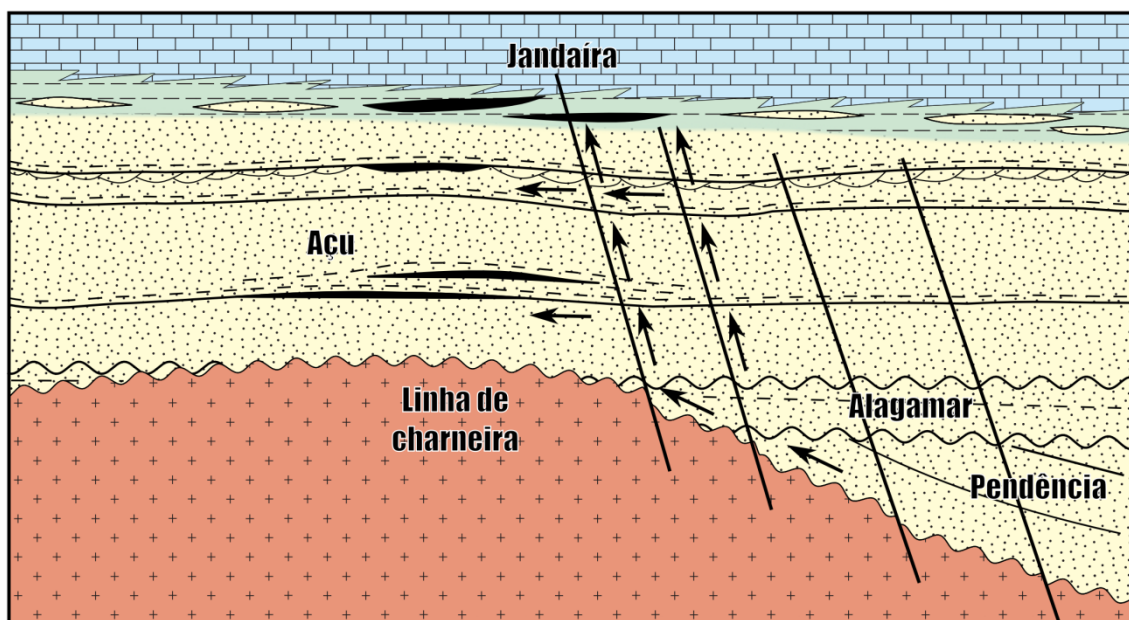


Figura 9. Seção geológica esquemática do campo de Canto do Amaro exemplificando o modelo de acumulação misto da sequência drifte, onde a componente estrutural e as variações laterais de fácies condicionam as acumulações (Bertani *et al.*, 1990).

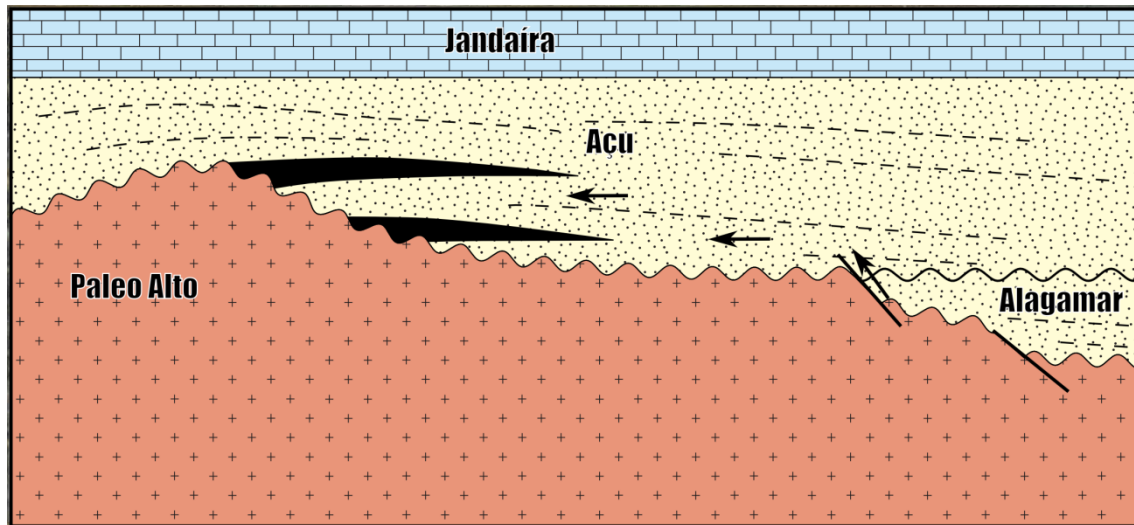


Figura 30. Seção geológica esquemática do campo de Fazenda Belém que ilustra o modelo de acumulação do tipo paleogeomórfico da sequência drifte (Bertani *et al.*, 1990).

## 5. SETORES EM OFERTA

### 5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Quarta Rodada de Licitação da ANP estão em oferta 62 blocos exploratórios na parte emersa da Bacia Potiguar, totalizando área de 1.724,37 km<sup>2</sup>, localizados nos setores terrestres SPOT-T1B, SPOT-T2, SPOT-T4 e SPOT-T5 (Figura 41).

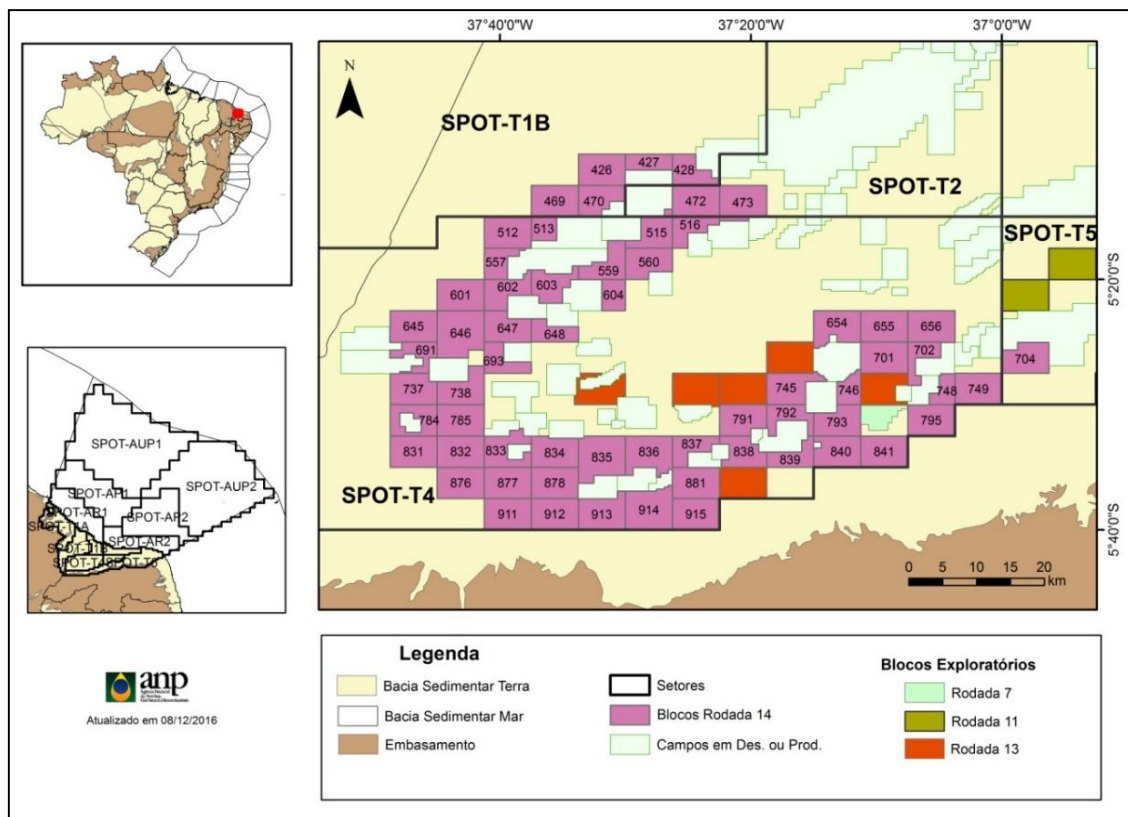


Figura 41. Localização da Bacia Potiguar, com indicação dos blocos exploratórios em oferta na 14ª Rodada de Licitações da ANP.

## 5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

A maior parte dos blocos em oferta localiza-se na porção emersa do Rifte Potiguar. No entanto, também há blocos localizados nas áreas das plataformas de Aracati (setores SPOT-T1B e SPOT-T4) de Algodões (setor SPOT-T4) e de Touros (setores SPOT-T4 e SPOT-T5), conforme descrito a seguir.

O setor SPOT-T1B se insere em área pertencente ao compartimento noroeste do Rifte Potiguar. Neste setor estão em oferta cinco blocos exploratórios que integram uma área de 127,98 km<sup>2</sup>. Todos os blocos em oferta deste setor estão localizados na Plataforma de Aracati e situam-se próximos aos campos de Pajeú e Mossoró.



O setor SPOT-T2 localiza-se em área pertencente ao compartimento noroeste do Rifte Potiguar. Neste setor estão em oferta 02 blocos exploratórios que integram uma área de 68,80 km<sup>2</sup>. As feições estruturais mais significativas relacionadas aos blocos em oferta deste setor são a Plataforma de Aracati, parte do Gráben de Grossos e parte do Gráben de Boa Vista. Neste contexto destaca-se o campo de Canto do Amaro.

O setor SPOT-T4 está localizado em área pertencente ao compartimento sudoeste do Rifte Potiguar. Neste setor estão em oferta 54 blocos exploratórios que integram uma área de 1.500,68 km<sup>2</sup>. Os blocos em oferta se inserem em área onde as feições estruturais mais notáveis são: a Plataforma de Algodões (passando para o Gráben de Umbuzeiro), a Falha de Apodi, a Falha de Baixa Grande, o Gráben de Apodi, a Falha Riacho da Forquilha, o Alto de Quixaba e o Gráben Boa Vista. Nesta área ocorrem várias acumulações de óleo e gás, como os campos de Livramento, Cachoeirinha, Lorena, Upanema, Janduí, Boa Esperança, Riacho da Forquilha, Baixa do Algodão, Três Marias e Serraria, entre outros.

O setor SPOT-T5 está situado em área pertencente ao compartimento sudeste do Rifte Potiguar. Neste setor está em oferta um bloco exploratório que corresponde a área de 28,91 km<sup>2</sup>. As feições estruturais mais significativas deste setor relacionados ao bloco em oferta são: o Gráben de Umbuzeiro e o Sistema de Falhas de Carnaubais, associada a esta última feição ocorrem várias acumulações, como os campos de Estreito e Alto do Rodrigues.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANGELIM, L.A.A., MEDEIROS, V.C., NESI, J.R. Mapa geológico do Estado do Rio Grande do Norte. Programa Geologia do Brasil – PGB. Projeto Geologia e Recursos Minerais do Estado do Rio Grande do Norte. Recife: CPRM/FAPERN, 2006. 1mapa color., 130 cm x 91 cm. Escala. 1:500.000. Disponível em: [http://geobank.cprm.gov.br/pls/publico/geobank.documents.download?id\\_sessao=20150818130340&usuario=1&file=riograndedonorte\\_lito.zip](http://geobank.cprm.gov.br/pls/publico/geobank.documents.download?id_sessao=20150818130340&usuario=1&file=riograndedonorte_lito.zip). Acesso em: 29 maio 2015.

ARARIPE, P.T.; FEIJÓ, F.J. Bacia Potiguar. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 8, n. 1, p. 127-141, jan/mar. 1994.

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.

FEMENICK, T.R. Uma história do petróleo potiguar. **Jornal Tribuna do Norte**, Natal, 20 abr. 2014. Disponível em: <http://tribunadonorte.com.br/noticia/uma-historia-do-petroleo-potiguar/279717>. Acesso em: 5 dez. 2014

GUSHIKEN, M.T.; SIQUIERA, J.B. Características gerais dos projetos de injeção de vapor nos reservatórios produtores de petróleo da formação Açu na Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS, 15.; 2008, Natal. Anais...natal: ABAS, 2008. Disponível em: [aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/download/23407/15493](http://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/download/23407/15493) Acesso em: 18 maio 2015.

HOERLLE, M. R., GOMES, C. J. S., & MATOS, R. M. D. D.. O Graben de Apodi, região sudoeste da bacia Potiguar, RN, uma interpretação com base em seções sísmicas e dados de poços. **Revista da Escola de Minas**, Ouro Preto v. 60, n. 4, Oct./Dec. 2007, 2007. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/S0370-44672007000400004> > Acesso em: 10 mar. 2015.

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.

LIMA NETO, F.F.; SOUZA, C.J.; TEIXEIRA, I.E.M.; SOUTO FILHO, J.D. Atualização do estudo hidrodinâmico da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO



BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36.; 1990, Natal. **Anais...Natal**: SBG, v. 2, p. 1031-1041.

MOHRIAK, W. U. (2003). Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. In: BIZZI, L.A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R.M.; GONÇALVES, J.H. (Eds.) **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**: textos, mapas & SIG. Brasília, Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2003. p. 87-165. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/media/abertura.pdf> Acesso em: 19 nov. 2014.

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.

PEDROSA JR, N. C., CASTRO, D. L. D., & MATOS, J. P. L. D. Assinaturas magnéticas e gravimétricas do arcabouço estrutural da bacia Potiguar emersa, NE do Brasil. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 28, n. 2, p. 265-278, 2010. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/rbg/v28n2/v28n2a10.pdf> Acesso em: 05 dez. 2014.

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.

SOARES, U.M.; ROSSETTI, E.L.; CASSAB, R.C.T. 2003. Bacias sedimentares brasileiras. Bacia Potiguar. Fundação Paleontológica Phoenix, ano 5, n. 56, ago. 2003. Disponível em: [http://www.phoenix.org.br/Phoenix56\\_Ago03.htm](http://www.phoenix.org.br/Phoenix56_Ago03.htm) Acesso em: 4 ago. 2014.

SOUTO FILHO, J. D., CORREA, A. C. F., NETO, E. S., & TRINDADE, L. A. F.: Alagamar-Açu Petroleum System, onshore Potiguar Basin, Brazil: a numerical Approach for Secondary Migration. In: MELLO, M.R. and KATZ, B.J. (Eds.) **Petroleum systems of South Atlantic margins**. AAPG Memoir 73, Chapter 12, p. 151-158, 2000.

TRINDADE, L.A.F.; BRASSEL, S.C.; SANTOS NETO, E.V. 1992. Petroleum migration and mixing in the Potiguar basin. **The American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, v.76, n. 12, p. 1903-1924, Dec. 1992.