



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
DÉCIMA TERCEIRA RODADA DE LICITAÇÕES

Brasil
13ª Rodada
Licitações de Petróleo e Gás

BACIA POTIGUAR

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Definição de Blocos
SDB

Elaborado por: Rodrigo Morelatto e Rosemari Fabianovicz

2015



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	5
4. SISTEMA PETROLÍFERO	11
4.1. Geração e Migração.....	11
4.2. Rochas reservatório	13
4.3. Rochas Selantes	13
4.4. Trapas.....	14
4.5. Plays Exploratórios.....	14
5. SETORES EM OFERTA.....	18
5.1 Descrição sumária.....	18
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	19
5.3 Objetivo Exploratório	20
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	21

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 km², enquanto que a porção submersa soma aproximadamente 195.400 km². 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 ao sul com rochas do embasamento cristalino.

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 Terceira Rodada de Licitações da ANP, propõe-se a oferta de 71 blocos na porção terrestre da bacia, totalizando uma área de 2.152,98 km², localizados nos setores SPOT-T2 ao SPOT-T5 (Figura 1).

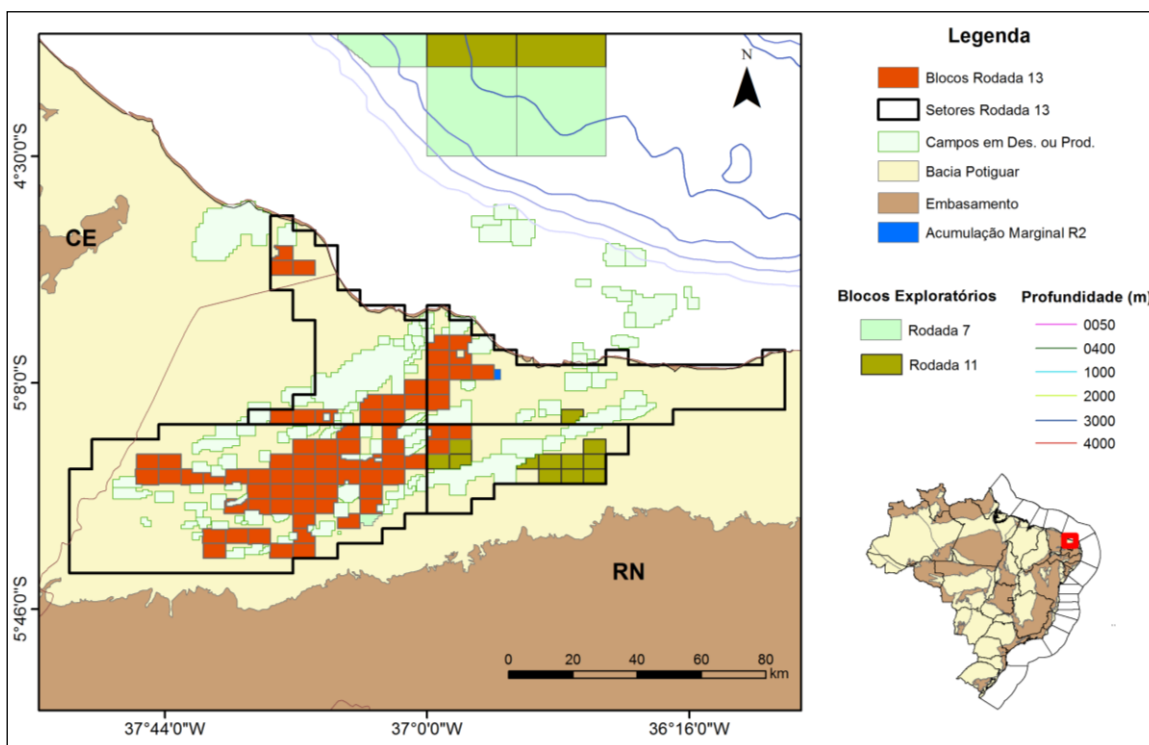


Figura 1. Localização da Bacia Potiguar, com destaque para os blocos oferecidos na 13ª Rodada de Licitações da ANP.



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, sob o auspício da Petrobras, foram perfurados dois poços na porção emersa da bacia que apresentaram indícios de petróleo. 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 52% do total perfurado na bacia até o momento (Figura 2).

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 objeto das licitações de petróleo e gás da ANP, com blocos ofertados em quase todas as Rodadas, com exceção das Rodadas 8 e 12. A partir disso, foram realizadas algumas descobertas, além da incorporação de pequenas acumulações estabelecidas pela Petrobras.

Atualmente estão em concessão 22 blocos exploratórios, 13 em terra e 9 em mar, arrematados na 7ª e na 11ª Rodadas, resultando em uma área concedida de 7.018,50 km².

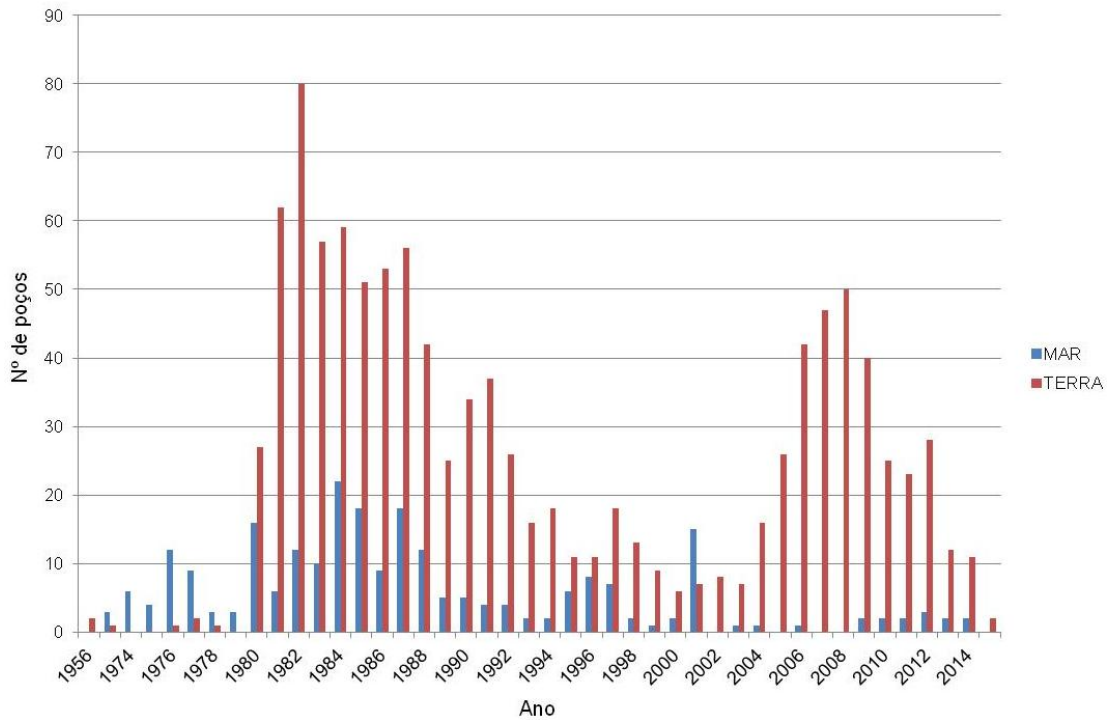


Figura 2. Histórico da perfuração de poços exploratórios na Bacia Potiguar.

O esforço exploratório realizado até os dias atuais (maio/2015) resultou em levantamentos regionais de dados gravimétrico e magnetométricos, aquisição de cerca de 114 mil km de sísmica 2D e de aproximadamente 16 mil km² de sísmica 3D e na perfuração de 8.721 poços, sendo 1.304 (15%) exploratórios, conforme demonstrado na Tabela 1 e ilustrado na Figura 2.

Tabela 1. Demonstrativo do esforço exploratório realizado na Bacia Potiguar

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

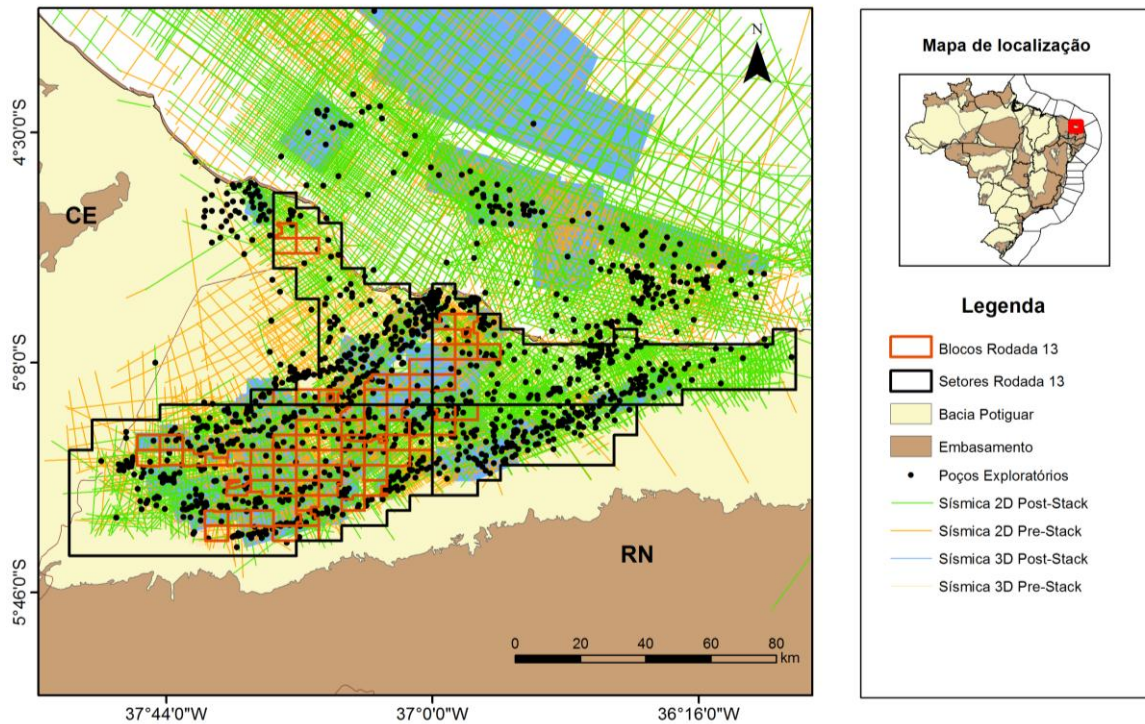


Figura 3. Mapa com distribuição dos dados sísmicos e de poços disponíveis na Bacia Potiguar com indicação dos blocos em oferta na 13ª Rodada de Licitações da ANP.

Dados de abril de 2015 indicam que a Bacia Potiguar conta com 102 campos de produção e em desenvolvimento e atualmente produz um total de 1,74 milhão de bbl/mês de petróleo e 37,52 milhões m³/mês de gás natural.

O volume original *in situ* de petróleo é de 5,88 bilhões de bbl e a produção acumulada é de 840,80 milhões de bbl. O volume original *in situ* de gás total na bacia é de 97,74 bilhões de metros cúbicos e a produção acumulada é de 27,25 bilhões de metros cúbicos¹ (Tabela 2).

¹ Dados de dezembro de 2014

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

Volume <i>in situ</i>		
	Petróleo (milhões barris)	Gás (milhões m ³)
Bacia Potiguar Mar	1.078,37	42.134,06
Bacia Potiguar Terra	4.808,85	55.614,21
Total	5.887,22	97.748,27
Campos de Produção e em Desenvolvimento		
Bacia Potiguar Mar	14	
Bacia Potiguar Terra	88	
Total	102	
Produção Acumulada		
	Petróleo (milhões barris)	Gás (milhões m ³)
Bacia Potiguar Mar	157,57	20.355,14
Bacia Potiguar Terra	683,22	6.902,87
Total	840,80	27.258,01

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 entre as placas Sul-Americana e Africana e a formação do Oceano Atlântico (Bertani *et al.*, 1990; Soares *et al.*, 2003).

A porção emersa do Rifte Potiguar alonga-se segundo a direção ENE-WSW e compreende três unidades básicas: grábens, altos internos e plataformas do embasamento, conforme ilustrado na Figura 4 (Bertani *et al.*, 1990).

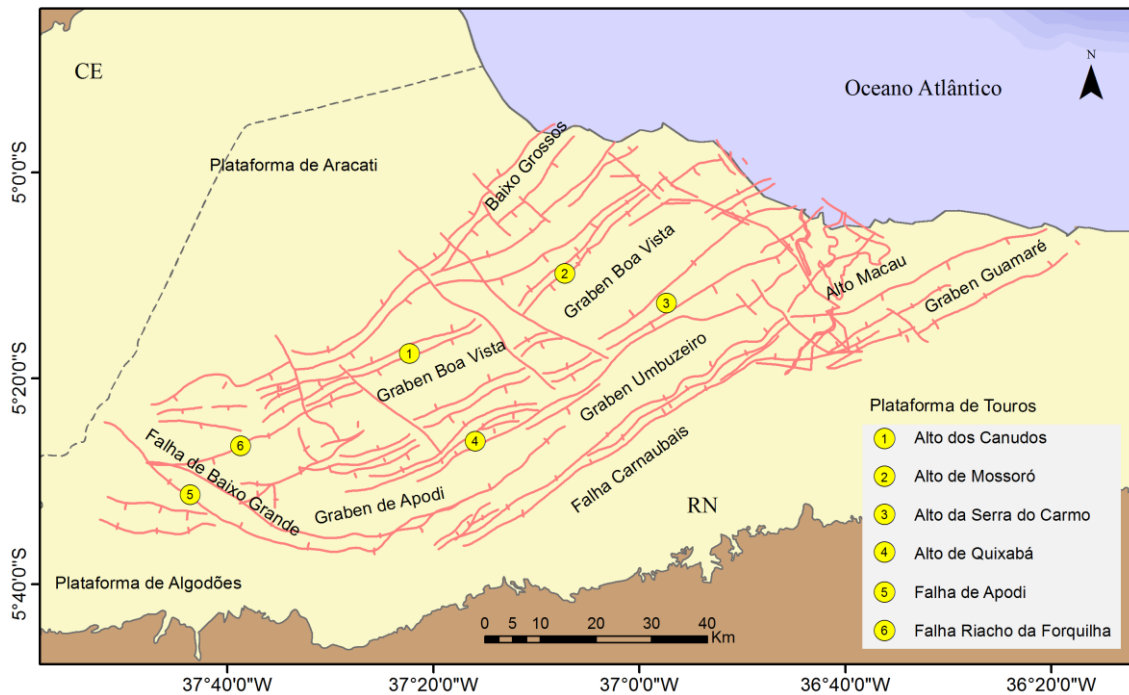


Figura 4. Mapa estrutural da porção emergida da Bacia Potiguar (fontes: Angelim *et al.*, 2006, Hoerlle *et al.* 2007).

Os Grábens do Apodi, Umbuzeiro, Guamaré 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 Quixabá, 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 esta unidade é geralmente recoberta 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 só contempla as rochas das formações Açú, Jandaíra, Tibau e Barreiras (Figura 5).

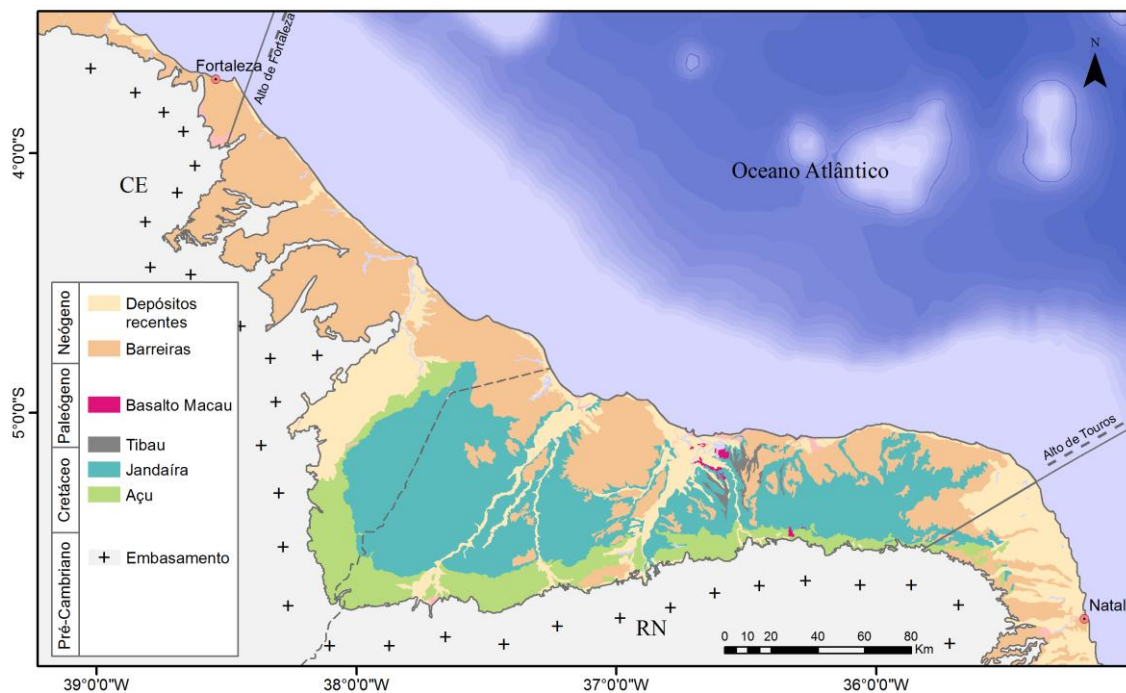


Figura 5. Mapa de geológico da Bacia Potiguar (fontes: Angelim *et al.*, 2006; Mohriak, 2003)

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 no diagrama estratigráfico da Figura 6.

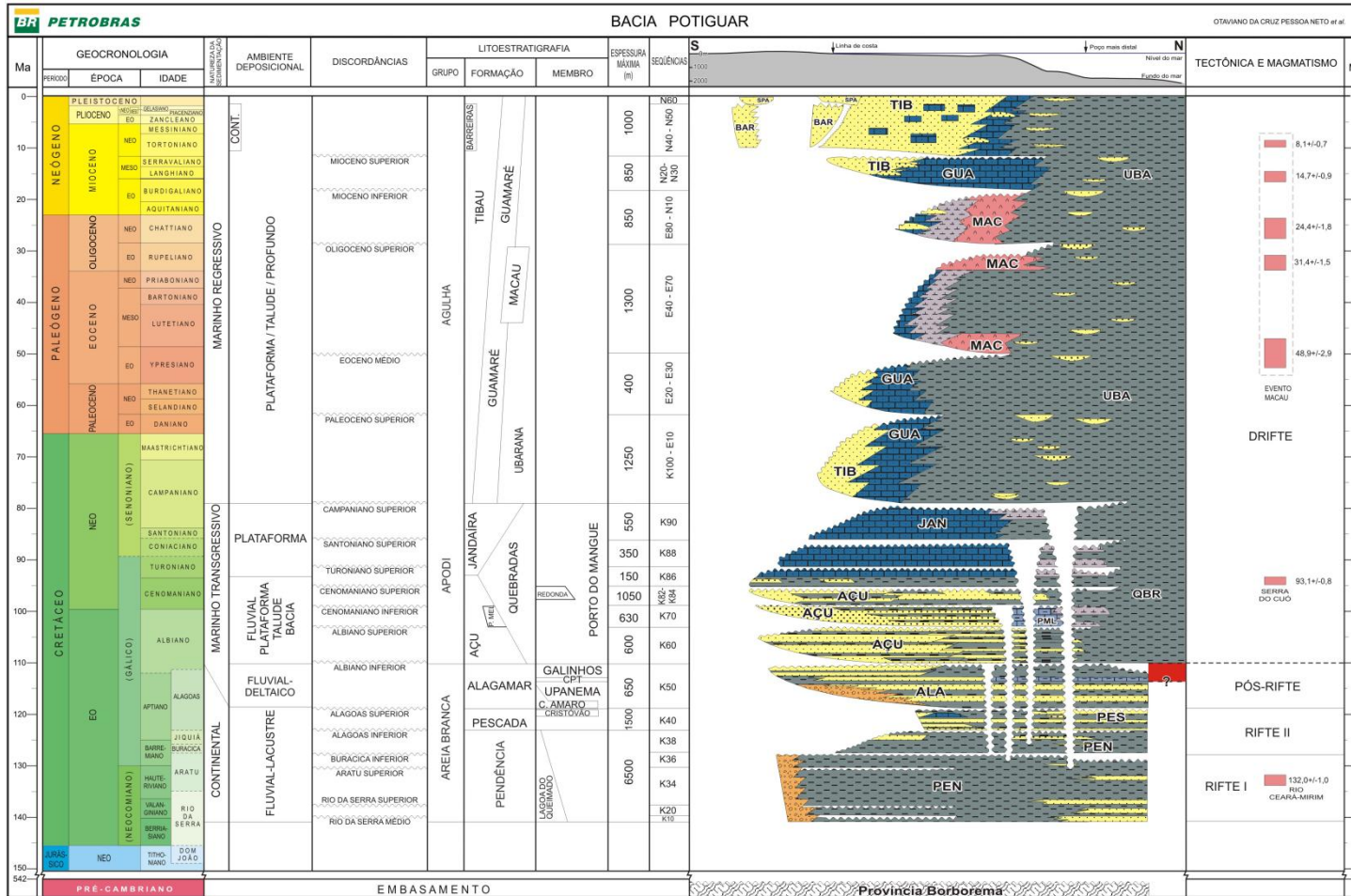


Figura 6. Diagrama estratigráfico da Bacia Potiguar (Pessoa Neto et al., 2007).

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 meio-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 7.

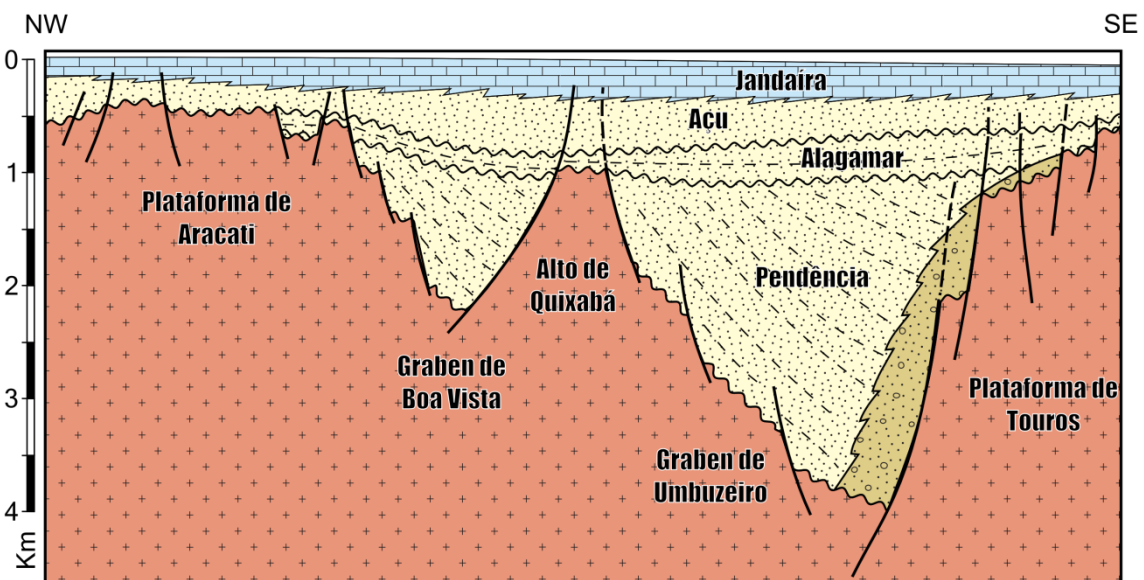


Figura 7. Perfil esquemático parte emergida da Bacia Potiguar (fonte: Bertani *et al*, 1990)

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 representada 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 Albiano 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).

A Supersequência Drifte, depositada entre o Albiano e o Recente, durante a fase subsidência termal, é constituída por uma sequência flúvio-marinha transgressiva recoberta por uma sequência 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, seguido pela implantação de uma plataforma carbonática denominada de Formação Jandaíra. As sequências 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. SISTEMA PETROLÍFERO

Na porção emersa da Bacia Potiguar, em foco na 13ª Rodada de Licitações da ANP, há três sistemas petrolíferos comprovados, são eles: 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, com destaque para esta última como a mais importante, uma vez que concentra cerca de 70% das reservas de hidrocarbonetos da bacia (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. Apresentam querogênio predominante do tipo I e II e teores de carbono orgânico (COT) entre 2% e 4%. O potencial de geração de hidrocarbonetos (S_2) é de até 35 mg HC/g de rocha e o índices de hidrogênio (IH) varia de 100 a 700 mg HC/g COT (Trindade *et al.*, 1992).

A integração de dados geoquímicos e geotérmicos indicam que a Formação Pendência tornou-se matura a partir do Santoniano (Lima Neto *et al.*, 1990) e foi submetida a condições de temperatura bastante elevadas tornando-a 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 grabens 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, encontrados 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 consiste de folhelhos cinza escuro a preto com teores de carbono orgânico de 4%, valor de potencial de geração de hidrocarbonetos (S₂) de 35 mg HC/g de rocha, matéria orgânica predominante do tipo I e II e índices de hidrogênio (IH) variando de 100 a 700 mg HC/g COT. As unidades camada Ponta do Tubarão e Galinhos são constituídas por folhelhos negros e margas que apresentam teores de COT em torno de 6%, S₂ com 40 mg HC/g de rocha e valores IH maiores que 500 mg HC/g de rocha (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 encontram-se 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 Sanhaçu (Setor SPOT-T3), Riacho da Forquilha, Livramento, Lorena, Serraria, Upanema e Poço Xavier, todos pertencentes ao Setor SPOT-T4².

Com relação às acumulações associadas à Formação Alagamar ocorrem os campos de Araçari e Pintassilgo (Setor SPOT-T2), Ponta do Mel (Setor SPOT-T3), 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), Salina Cristal, Ponta do Mel, Macau (Setor SPOT-T3), 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 a 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.

² Conforme descritos nos Sumários Executivos dos campos de produção da Bacia Potiguar, disponível em www.anp.gov.br

4.4. Trapas

O trapeamento de hidrocarboneto 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 terminal) 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 3.

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 (Figura 8), a falhas normais reativadas com rejeito lateral e prospectos associados a deslizamentos gravitacionais (Figura 9). A geração do hidrocarboneto provém de folhelhos lacustres depositados na sequência e os reservatórios desta sequência, na porção emersa da bacia, são constituídos por arenitos das formações Pendência.

Tabela 3. *Plays* exploratórios dos blocos oferecidos na 13ª Rodada de Licitações da ANP na porção emersa da Bacia Potiguar.

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

A sequência pós-rifte 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 rife e os reservatórios desta sequência correspondem aos arenitos da Formação Alagamar.

Na sequência drifte as principais acumulações são do tipo estrutural, misto (Figura 10) e paleogeomórfico (Figura 11). O reservatório desta sequência é representado pelos arenitos da Formação Açú. A maior parte do hidrocarboneto gerado é proveniente da Formação Alagamar, porém também houve contribuição por parte dos folhelhos da fase rife.

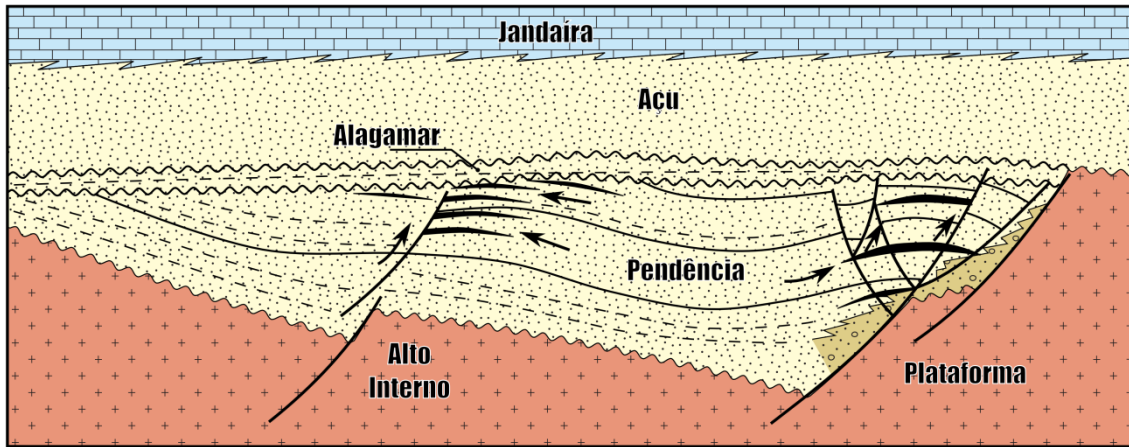


Figura 8. Seção geológica esquemática dos campos de Lorena, Livramento e Cachoeirinha. Esta seção ilustra um dos modelos de acumulação da sequência rifte no qual falhas normais antitéticas exercem o principal controle na estruturação de prospectos (fonte: Bertani *et al.*, 1990).

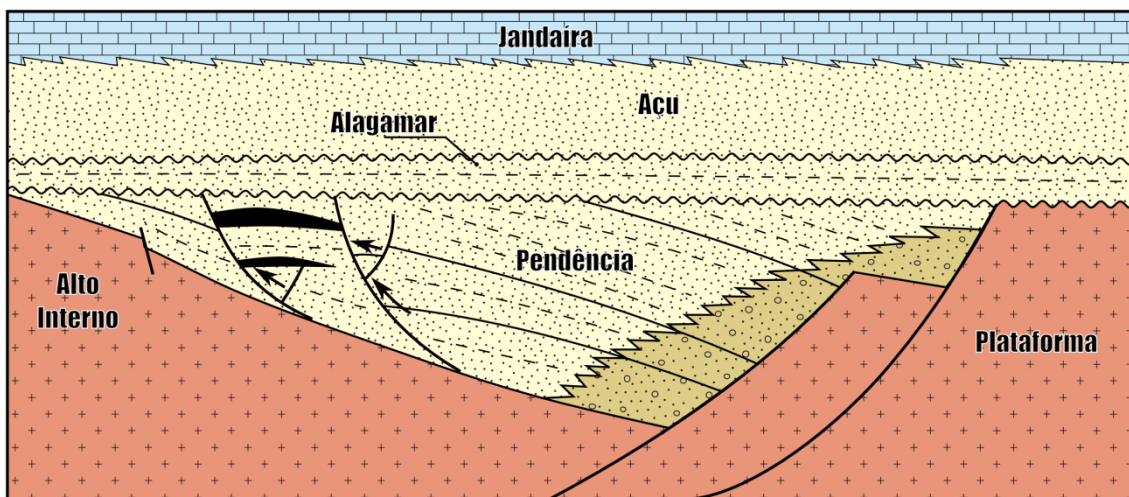


Figura 9. Seção geológica esquemática do campo de Serraria ilustrando o modelo de acumulação da sequência rifte associado a deslizamentos gravitacionais (fonte: Bertani *et al.*, 1990).

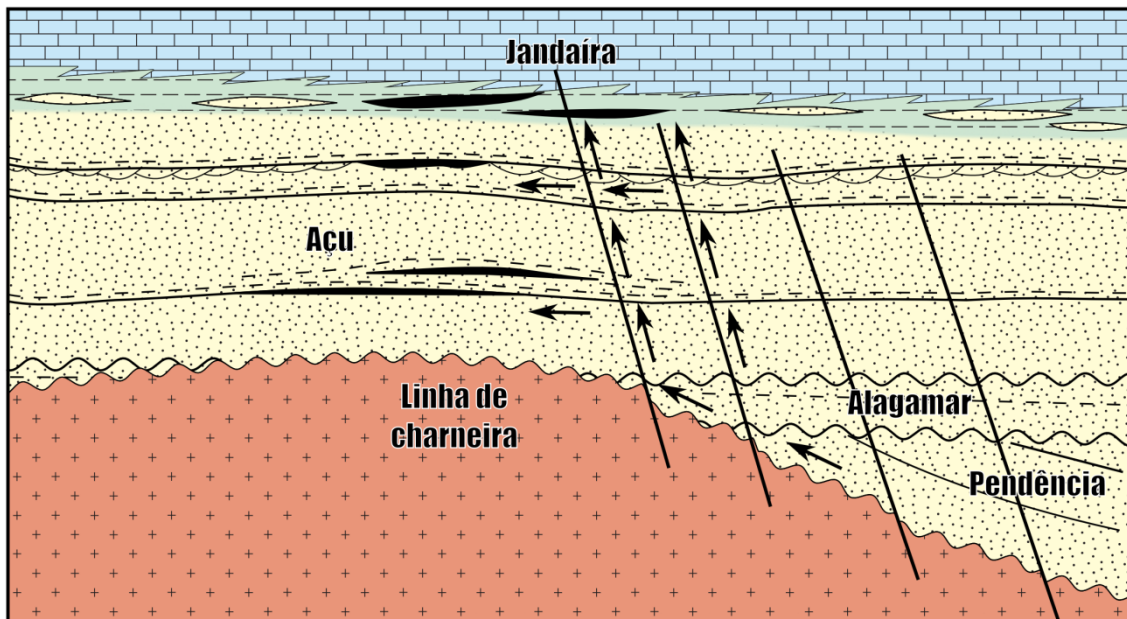


Figura 10. Seção geológica esquemática do campo de Canto do Amaro exemplificando o modelo de acumulação misto da sequência drifte, onde a componente estrutural e as variações laterais de fácies condicionam as acumulações (fonte: Bertani *et al.*, 1990).

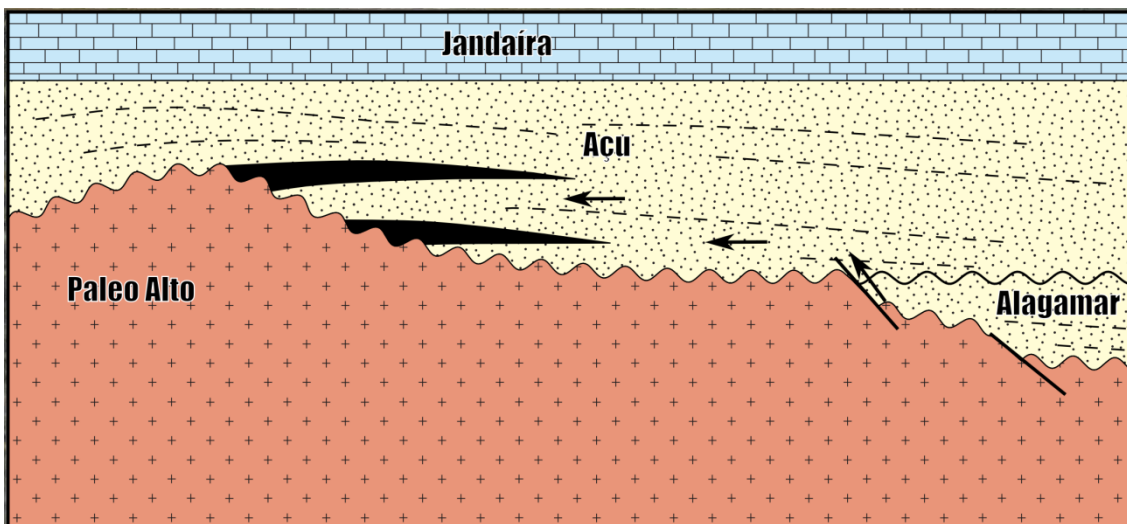


Figura 11. . Seção geológica esquemática do campo de Fazenda Belém que ilustra o modelo de acumulação do tipo paleogeomórfico da sequência drifte (fonte: Bertani *et al.*, 1990).

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição sumária

Para a Décima Terceira Rodada de Licitações da ANP, propõe-se a oferta de 71 blocos exploratórios na Bacia Potiguar, totalizando uma área de 2.152,98 km², localizados nos setores SPOT-T2 ao SPOT-T5 (Figura).

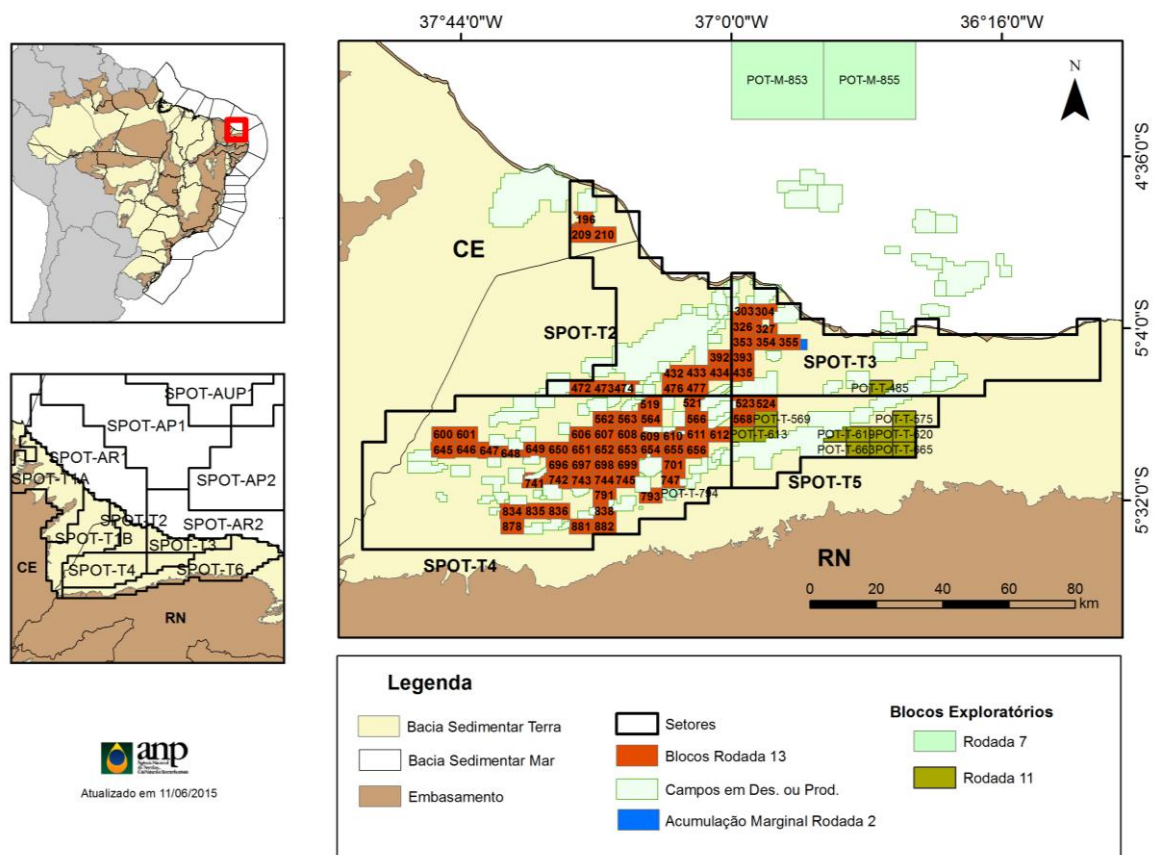


Figura 12. Localização da Bacia Potiguar, com indicação dos blocos exploratórios em oferta na 13ª Rodada de Licitações da ANP.

A área de cada setor ofertado e o seu número de blocos, assim como a área média por bloco estão demonstrados na Tabela 4.

Tabela 4. Demonstrativo dos setores da Bacia Potiguar ofertados na Décima Terceira Rodada de licitação

Setor	Área (Km ²)	Nº de Blocos	Área Média por Bloco Km ²
SPOT-T2	365,72	12	30,48
SPOT-T3	273,27	09	30,36
SPOT-T4	1.421	47	30,23
SPOT-T5	92,99	3	31,00
Total	2.152,98	71	30,32

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

A maior parte dos blocos em oferta localiza-se na porção emersa do Rifte Potiguar. Apenas três blocos, pertencentes ao setor SPOT-T2 situam-se na Plataforma de Aracati.

O setor SPOT-T2 localiza-se em área pertencente ao compartimento noroeste do Rifte Potiguar. Para a Décima Terceira Rodada estão em oferta 12 blocos exploratórios que integram uma área de 365,72 km². 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 destacam-se os campos de Canto do Amaro, Mossoró e Fazenda Canaã.

O setor SPOT-T3 se insere em área pertencente ao compartimento nordeste do Rifte Potiguar. Para a Décima Terceira Rodada estão sendo ofertados 9 blocos exploratórios que integram uma área de 273,27 km². As feições estruturais mais evidentes deste setor relacionados aos blocos em oferta são o Alto de Serra do Carmo e parte do Gráben de Boa Vista. Neste setor foram descobertas várias acumulações de óleo e de gás, entre as quais os campos de Ponta do Mel e Redonda.

O setor SPOT-T4 está localizado em área pertencente ao compartimento sudoeste do Rifte Potiguar. Para a Décima terceira Rodada estão em oferta 47 blocos exploratórios que integram uma área de 1.421Km². 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. Para a Décima terceira Rodada estão em oferta 3 blocos exploratórios que integram uma área de 92,99 km². As feições estruturais mais significativas deste setor relacionados aos blocos 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.

5.3 Objetivo Exploratório

Para a 13ª Rodada de Licitações da ANP, o objetivo exploratório para os blocos SPOT-T-196, SPOT-T-209 e SPOT-T-210, todos no setor SPOT-T2, localizados em área de plataforma, são os arenitos fluviais cretácicos da Formação Açu. O objetivo exploratório dos demais blocos são os arenitos flúvio-deltaicos e turbidíticos eocretácicos da Formação Pendência.

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. 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 Açú 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 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.

INSIGTH, 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 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.