



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA POTIGUAR

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

Elaborado por: Ricardo de Moraes Travassos, Cibele Saudino e Isabelle de Almeida
Freitas

2021



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	3
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	6
4. SISTEMAS PETROLÍFEROS	10
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
5. SETORES EM OFERTA.....	15
5.1 Descrição Sumária.....	15
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	16
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	17



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

1. INTRODUÇÃO

A Bacia Potiguar está localizada no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira, estando sua maior parte no Estado do Rio Grande do Norte, e uma pequena parte no Estado do Ceará. Sua área é de 222.144 km², dos quais cerca de 195.425 km², ou 87%, 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. 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 33° e 43° API.

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 e 1990 corresponde à fase de maior investimento exploratório na bacia. Foram perfurados 675 poços exploratórios, os quais representam aproximadamente 50% do total perfurado na bacia até o momento.

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. Desde então, foram realizadas algumas descobertas, bem como a incorporação de pequenas acumulações estabelecidas pela Petrobras. Blocos da Bacia Potiguar foram incluídos em grande parte das Rodadas de Licitações, com exceção da 8ª, 12ª e 16ª Rodadas.

O esforço exploratório realizado até os dias atuais resultou em levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de dados sísmicos e na perfuração de 1.353 poços exploratórios. Para facilitar a ilustração dos dados, foram elaborados dois mapas, um contendo os dados disponíveis na porção terrestre (Figura 1), e outro com os dados da porção marítima (Figura 2).

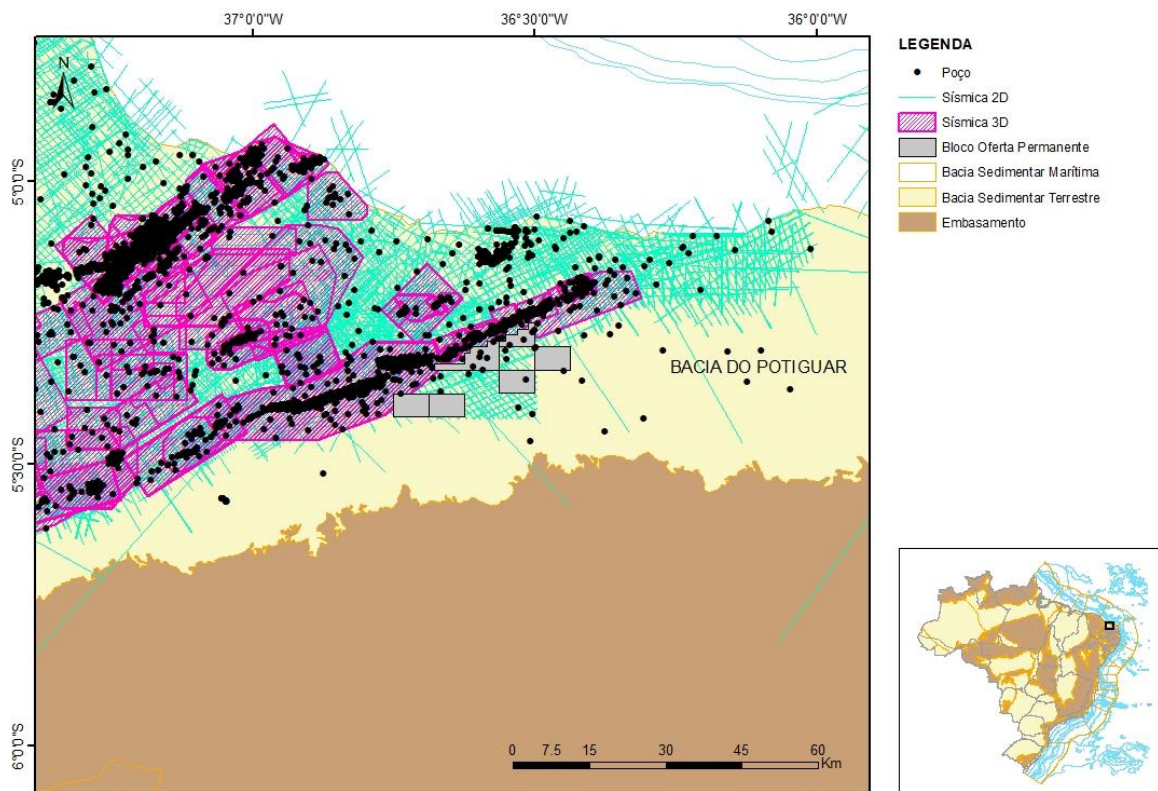


Figura 1 - Mapa do acervo de dados sísmicos bidimensionais e tridimensionais e de poços exploratórios na porção terrestre da Bacia Potiguar.

Os blocos na porção terrestre apresentam 341,2 km de extensão e 19,03 km² de área cobertos por dados sísmicos bidimensionais e tridimensionais, respectivamente. Em toda a área de sua porção marítima, a Bacia Potiguar possui 57.917,59 km de extensão de cobertura de dados sísmicos bidimensionais, e 23.246,01 km² de área de dados sísmicos tridimensionais.

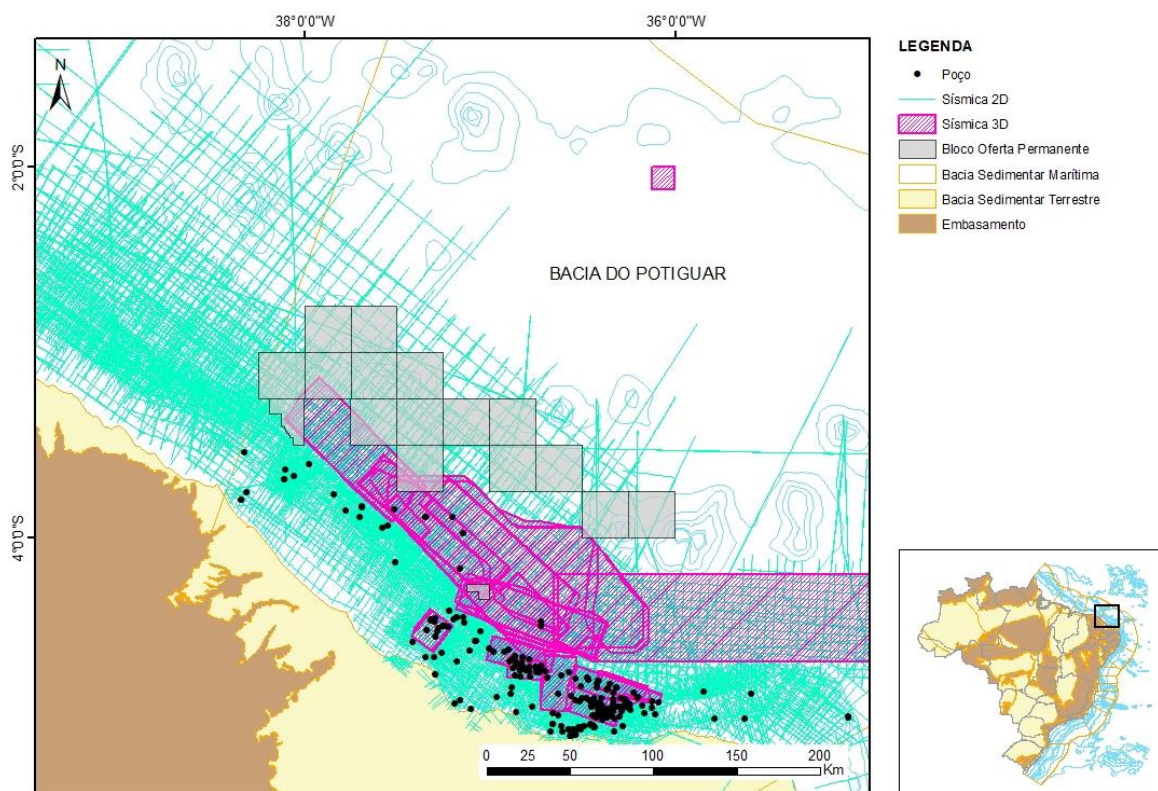


Figura 2 - Mapa do acervo de dados sísmicos bidimensionais e tridimensionais e de poços exploratórios na porção marítima da Bacia Potiguar.

A bacia atualmente conta com 85 campos de produção e em desenvolvimento. As estimativas de reservas, de acordo com o Boletim Anual de Reservas atualizado em 31 de março de 2021 constam na Tabela 1.

Tabela 1. Dados de reservas de petróleo e gás natural na Bacia Potiguar.

Reservas e recursos totais da Bacia Potiguar								
	Petróleo (MMm ³)				Gás natural (MMm ³)			
	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Reservas contingentes	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Reservas contingentes
Terra	18,7	23,54	27,96	6,07	1.634,26	1.830,31	1.858,88	83,42
Mar	9,62	13,14	14,22	0,01	1.348,94	1.899,47	2.487,59	22,03
Total	28,31	36,68	42,18	6,08	2.983,20	3.729,77	4.346,47	105,45

Fonte: ANP. (2020).

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 3).

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

A bacia, em sua porção terrestre, é claramente assimétrica, com borda falhada para sudeste (Sistema de Falhas de Carnaubais), controlando a ocorrência de fanglomerados e um grande depocentro da Formação Pendência (Supersequência Rifte), como pode ser visto na seção transversal apresentada na Figura 4). Em águas rasas, a ocorrência de sedimentos da fase Rifte ocorre através



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

do controle da Falha de Pescada, que limita a Plataforma de Aracati ao norte (Figura 5).

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 flúvio-deltaicos, os quais foram sequencialmente afogados por uma transgressão marinha, registrada nos folhelhos do Membro Galinhos. O evento de transgressão máxima, que também corresponde à 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 Açu corresponde aos sedimentos siliciclásticos depositados em ambientes fluviais a marinhos proximais, enquanto a Formação Quebradas corresponde aos depósitos em ambientes marinhos distais. 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

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.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS TEERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

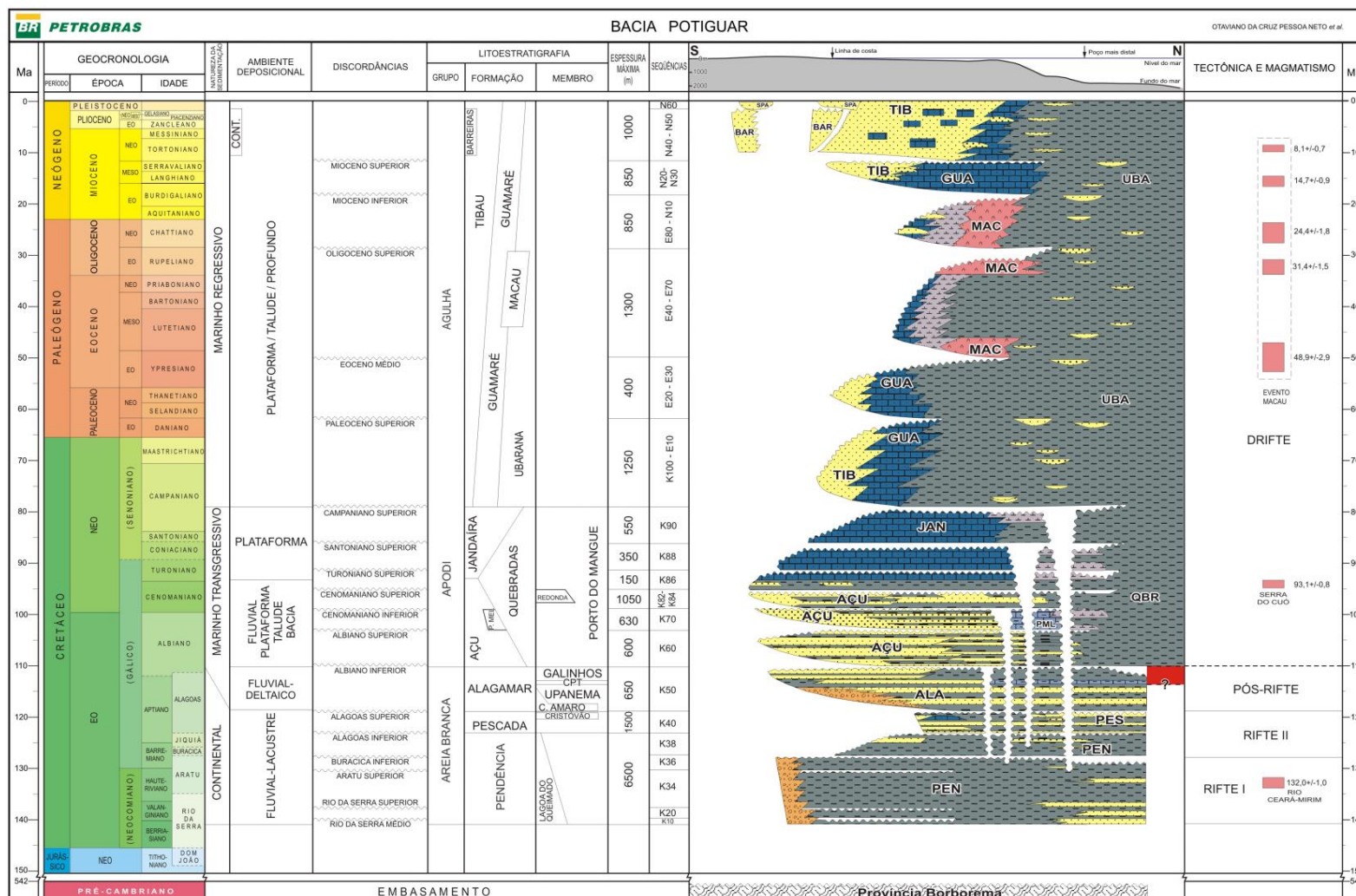


Figura 3 - Diagrama estratigráfico da Bacia Potiguar. Fonte: Pessoa Neto et al., 2007.

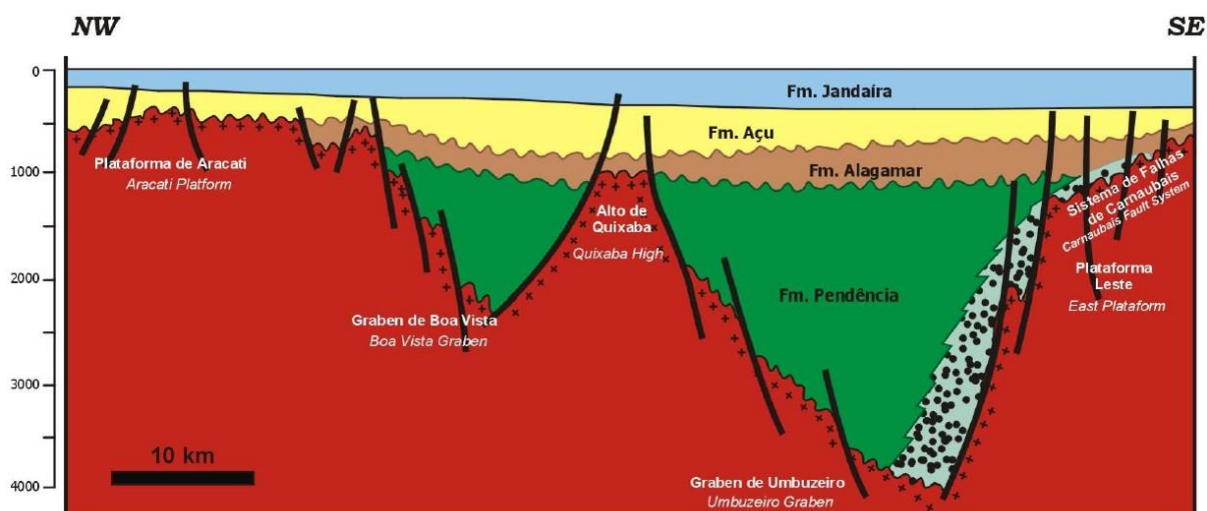


Figura 4 – Seção geológica transversal esquemática da porção terrestre da Bacia Potiguar. Fonte: Bertani *et al.*, 1990.

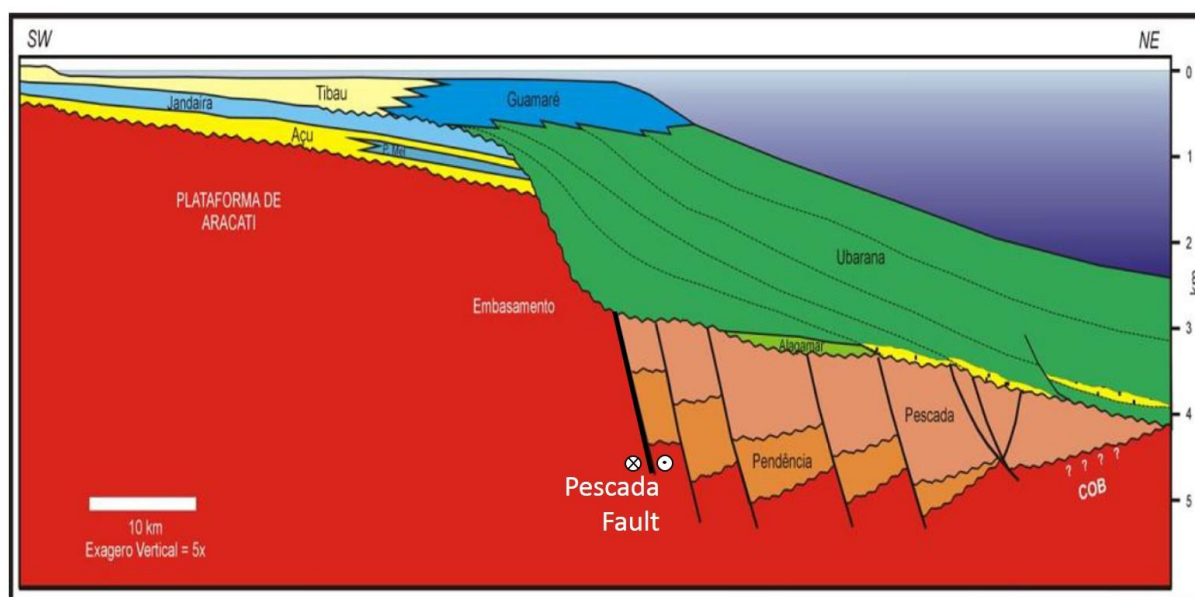


Figura 5 – Seção geológica *dip* esquemática em águas rasas da Bacia Potiguar. Fonte: Bertani *et al.*, 1990.

4. SISTEMAS PETROLÍFEROS

De acordo com a classificação de Magoon *et al.* (1994), há dois sistemas petrolíferos comprovados na Bacia Potiguar, Pendência-Pendência e Alagamar–Açú.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS TERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

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).

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 CO₂/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).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
TERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

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 (INSIGHT, 2005).

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 (INSIGHT, 2005).

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, sugere que os ambientes de águas profundas constituem uma prolífica fronteira para a exploração de hidrocarbonetos (INSIGHT, 2005).



4.2. Rochas Reservatório

Os reservatórios do sistema Pendência-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–Açu são principalmente arenitos aluviais e fluviais de idade Albiana/Cenomaniana da Formação Açu. 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-Pendência são folhelhos intraformacionais, depositados em ambientes lacustres e deltaicos.

Os selos das acumulações do sistema Alagamar–Açu são os próprios níveis pelíticos da Formação Açu. 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).



Para porções mais profundas da bacia, há a probabilidade de o selo ocorrer pela cobertura dos reservatórios por espessos derrames basálticos da Formação Macau, de idade Eocênica a Oligocênica.

4.4. Trapas

Há uma grande variedade de trapas associadas ao sistema Pendência-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 *grabens 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;



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
TERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

- (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 o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente estão em oferta blocos tanto na porção terrestre, quanto na porção marítima da bacia Potiguar. Na porção terrestre, estão em oferta seis blocos exploratórios, localizados no setor SPOT-T5, totalizando uma área de 187,30 km² (Figura 6). Enquanto na porção marítima, estão em oferta dezessete blocos exploratórios, sendo apenas um deles localizado no setor de águas rasas SPOT-AR1, enquanto o restante está no setor de águas profundas SPOT-AP1. A área selecionada nesta porção para oferta totaliza 60.268,15 km² (Figura 7).

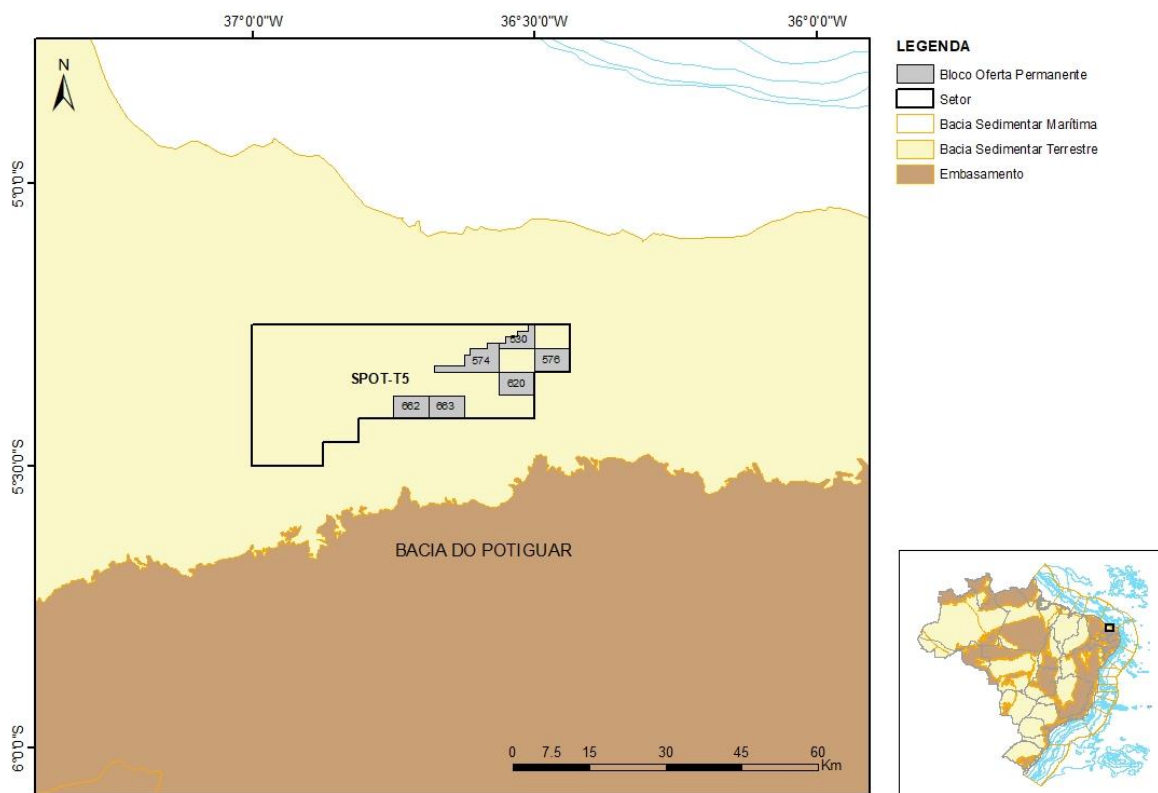


Figura 6 - Mapa com localização da porção terrestre da Bacia Potiguar, com indicação dos blocos em oferta para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente.

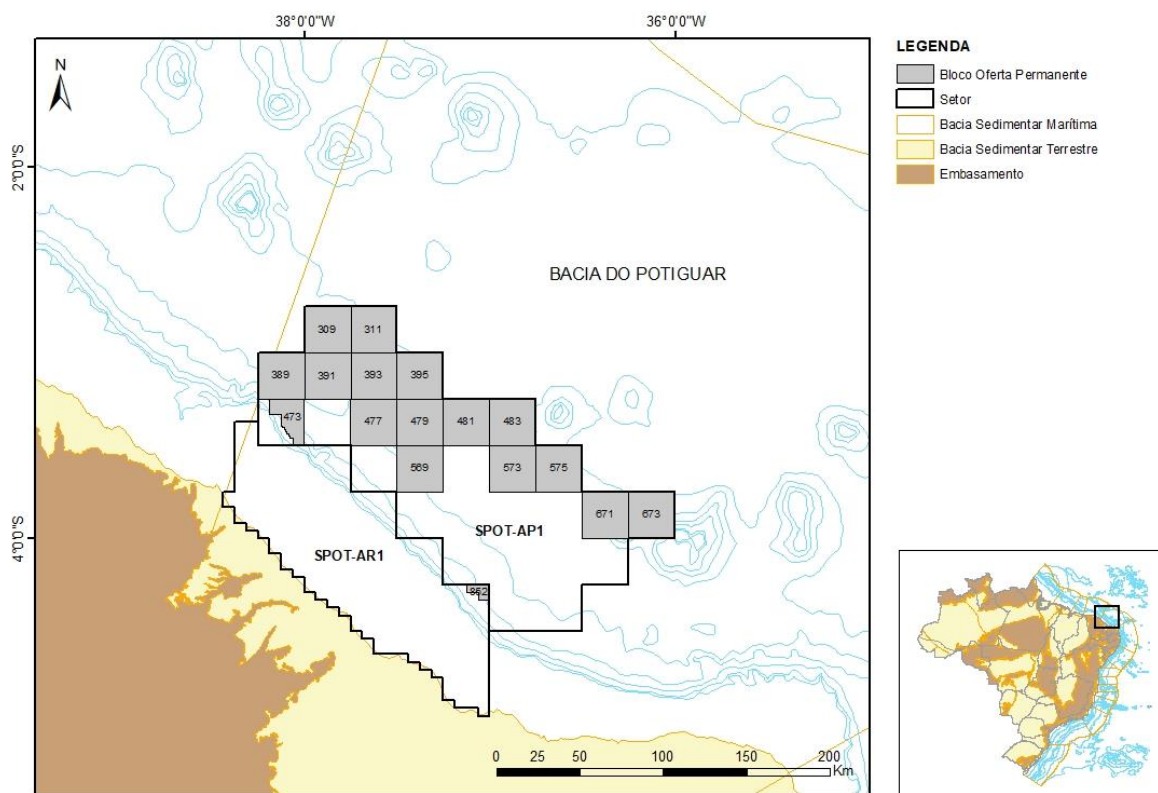


Figura 7 - Mapa com localização da porção marítima da Bacia Potiguar, com indicação dos blocos em oferta para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Para a porção marítima, a partir de estudos de mapas de isópacas de soterramento da Formação Alagamar, foram identificadas as regiões onde as rochas geradoras da Formação Alagamar possuem soterramento superior a 3000 metros de profundidade, as quais foram consideradas como possíveis cozinhas de geração. A partir da análise dessa cozinha, depreende-se que as rochas geradoras da Formação Alagamar apresentam soterramento suficiente, o que indica que estão no ápice da geração de hidrocarbonetos líquidos. Essa cozinha de geração se estende por considerável parte dos blocos em oferta.

A distribuição das fácies ricas em matéria orgânica dessa unidade, que se encontram imaturas na parte terrestre e em águas rasas, sugere que os ambientes de águas profundas constituem uma prolífica fronteira para a exploração de



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
TERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

hidrocarbonetos. Além disso, foram identificadas prováveis rotas de migração até blocos que se situam fora da cozinha de geração.

O trapeamento desses reservatórios turbidíticos é essencialmente estratigráfico, mas também é observado de forma mista quando localizados em blocos rotacionais limitados por falhas normais. Geradas pelo rifteamento transtensional, essas falhas são relacionadas à atuação de falhas transformantes na Zona de Falha Chain (ZFC). A estruturação afeta as rochas das Formações Pescada e Alagamar, do Aptiano. O modelo de acumulação é análogo ao da descoberta de Pitu, no bloco em concessão POT-M-855.

Fator determinante na área em oferta é a presença volumosa de basaltos do Magmatismo Macau. A presença de altos vulcânicos altera a direção de mergulho dos turbiditos. Vale salientar também que soleiras são abundantes ao longo da área em oferta, principalmente na proximidade dos vulcões submarinos, eventualmente comprometendo o sinal sísmico e dificultando a interpretação.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Acesso ao boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural.** Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2020.pdf. Acesso em: 25 jun. 2021.

BERTANI, Renato Tadeu; COSTA, Iran Garcia da; MATOS, Renato Marcos Darros de. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. **GP RAJA-GABAGLIA & EJ MILANI (Coords.), Origem e evolução de bacias sedimentares.** Rio de Janeiro: PETROBRAS, Editora Gávea, p. 291-310, 1990.

BRASIL. Decreto n. 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, p. 16925, 7 ago. 1997. Seção 1.

DPC & ASSOCIATES. *Petroleum Systems of Brazil*. Brasil, 2000.

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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
TERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

MAGOON, Leslie B.; DOW, Wallace G. *The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction*. 1994.

PESSOA NETO, O. da C. et al. Bacia potiguar. **Boletim de Geociências da PETROBRÁS**, v. 15, n. 2, p. 357-369, 2007.

SANTOS NETO, E. V.; MELLO, M. R.; RODRIGUES, R. Caracterização geoquímica dos óleos da Bacia Potiguar. In: **Congresso Brasileiro de Geologia**, p. 974-985, 1990.