



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA DO AMAZONAS
Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

Elaborado por:
Elaine Loureiro, Juliana Jannuzzi e Cibele Saudino

Revisão e Atualização
Hemert Amorim e Heloisa Moure

2021



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	4
4. SISTEMA PETROLÍFERO	8
4.1. Geração e Migração.....	8
4.2. Rocha reservatório	10
4.3. Rochas Selantes.....	11
4.4. Trapas	12
4.5. Plays Exploratórios.....	12
5. SETORES EM OFERTA	13
5.1. Descrição Sumária	13
5.2. Avaliação dos Blocos Propostos.....	13
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14

1. INTRODUÇÃO

Localizada na região Norte do Brasil, abrangendo os Estados do Amazonas e Pará, a Bacia do Amazonas é classificada como bacia paleozoica intracratônica. Ocupa uma área de aproximadamente 500.000 km² e possui um formato linear alongado na direção ENE-WSW, sendo limitada a norte pelo Escudo das Guianas e a sul pelo Escudo Brasileiro. Separa-se a leste da Bacia do Marajó através do Arco de Gurupá, e a oeste da Bacia do Solimões pelo Arco de Purus (CUNHA et al., 2007).

Estão disponíveis para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente oito blocos exploratórios. São eles: AM-T-113, AM-T-133, AM-T-149, AM-T-150, AM-T-152, AM-T-153 e AM-T-169, no setor SAM-O; e AM-T-114, no setor SAM-L, totalizando a área de 14.712 km² (Figura 1).

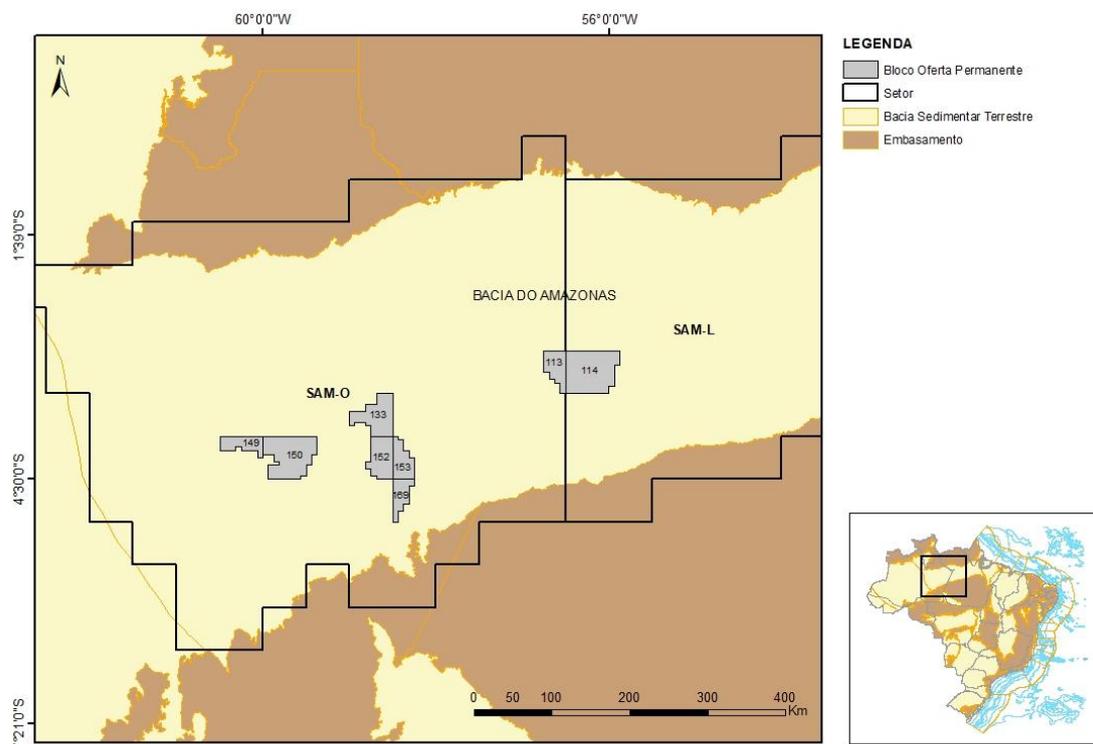


Figura 1. Mapa de localização da Bacia do Amazonas, com destaque para os blocos disponíveis para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A Bacia do Amazonas é área pioneira de exploração de petróleo no norte do país. As atividades de pesquisa iniciaram-se em 1917 através do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), que tinha como foco principal a descoberta de jazidas de carvão. As primeiras perfurações na bacia com foco em petróleo datam de 1925, quando foram descobertos os primeiros indícios de óleo e acumulações subcomerciais de gás nas proximidades de Itaituba, levando a intensificação das pesquisas (PAIVA, 1955; PETROBRAS, 2011).

Com a criação da Petrobrás na década de 1950, a exploração de petróleo teve um grande impulso. Entre 1953 e 1967 foram perfurados 53 poços estratigráficos e 58 poços pioneiros, resultando nas descobertas subcomerciais de óleo e gás na região de Nova Olinda (1956-1957 poços 1-NO-1-AM, 1-NO-3-AM e 1-NO-4-AM). Indicações de gás foram obtidas em poços nas regiões de Buiuçu, Cuminá, Faro, Andirá, Fordlândia, Sampaio, e dos Rios Abacaxis e Cupari. Enquanto indicações de óleo foram reportadas nas proximidades de Autás Mirim, Andirá e Maués. Apesar das descobertas antieconômicas, esta fase exploratória foi fundamental como fonte de novos dados para o conhecimento geológico e para a pesquisa de óleo e gás na Bacia do Amazonas.

Entre 1971 e 1990 foram realizados levantamentos sísmicos sistemáticos e perfurados 4 poços estratigráficos e 34 poços pioneiros, dois deles perfurados pela Pecten/Idemitsu sob regime de contrato de risco. Esta fase exploratória resultou nas descobertas de gás e óleo nos poços 1-LT-1-AM (Lago Tucunaré) e 1-ICA-1-AM (Igarapé Cuia), que apesar de significativas foram declaradas subcomerciais. Indicações de gás ocorreram nas localidades de Belterra, Fazenda Cachoeira, Fazendinha, Tauari e Riacho Castanho Mirim enquanto indicações de óleo foram reportadas em 1-IJU-1-AM (Igarapé Jacuraru) e 1-PAM-1-AM (Paraná do Autás-Mirim) (COPPE/ UFRJ, 2001).

Em uma terceira fase exploratória, que se iniciou em 1996, a Bacia do Amazonas revelou-se portadora de gás em escala comercial viável com a descoberta do Campo de Azulão no poço 1-RUT-1-AM em 1999, que testou um prospecto no chamado *trend* estrutural do Rio Uatumã. Tal descoberta,

juntamente com as descobertas subcomerciais de 1985 reabriram perspectivas para a porção oeste da Bacia. Em 2001, com a perfuração do poço 1-BRSA-98-AM (1-IMP-1-AM), foi descoberta uma segunda acumulação de gás comercial o Campo de Japiim.

Até o momento foram perfurados 182 poços exploratórios, levantados 42.101 km lineares de sísmica 2D e 1.278 km² de sísmica 3D na bacia. Além de dados gravimétricos e magnetométricos em toda sua extensão (Figura 2).

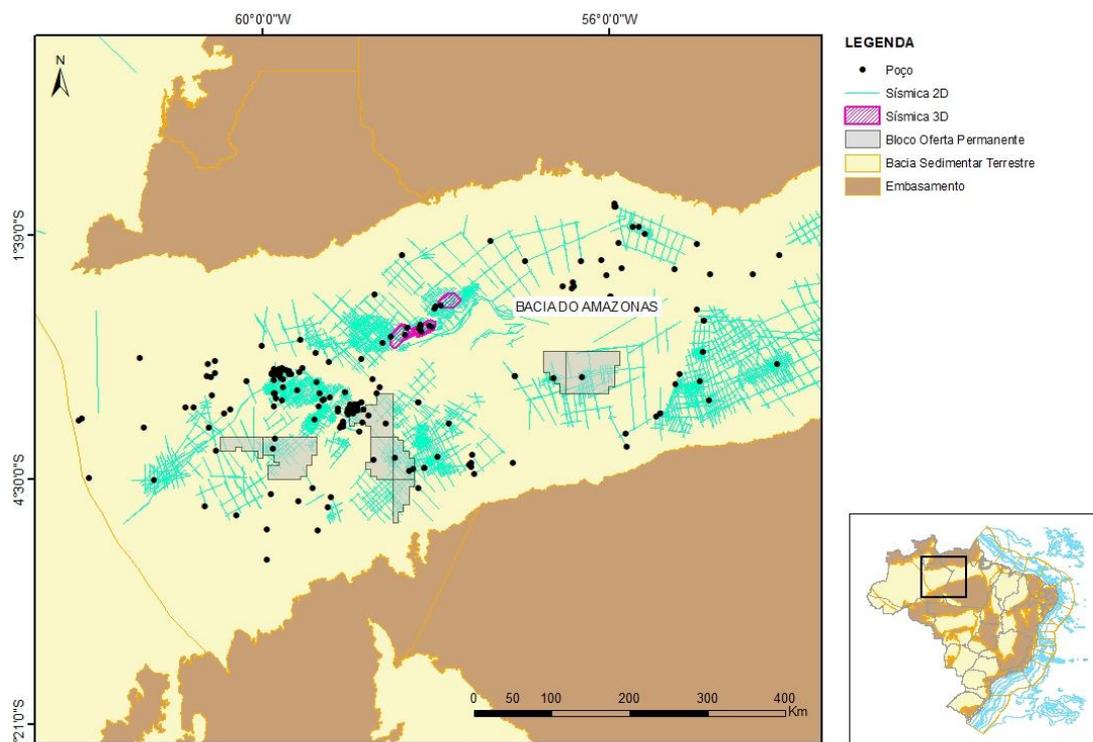


Figura 2. Mapa de localização da área em oferta para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente com distribuição dos dados sísmicos e de poços utilizados para a avaliação da Bacia do Amazonas.

A Bacia do Amazonas possui atualmente três blocos sob Contrato de Concessão e dois Campos de Produção: Azulão e Japim. Como resultado das atividades exploratórias, o campo de Azulão está em desenvolvimento com



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

reservatórios da Formação Nova Olinda, que possuem porosidade média de 20% e permeabilidade de 300 mD, saturados com gás natural não associado (ANP, 2019).

3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A origem da Bacia do Amazonas tem sido investigada por vários pesquisadores, mas ainda constitui tema aberto a discussões. De acordo com Cunha ET AL. (2007) postula-se que sua origem esteja relacionada à dispersão de esforços no fechamento do Ciclo Brasileiro.

O arcabouço estrutural é representado por duas amplas plataformas (uma ao norte e outra a sul), duas linhas de charneira (identificado a partir de variações do mergulho estrutural apresentado pela seção sedimentar paleozoica) e uma calha central segmentada nas direções E-W e SW-NE. Tanto em sua borda norte quanto em sua borda sul, afloram rochas de idades siluriana, devoniana, permocarbonífera e localmente proterozoicas (NEVES, 1990).

A evolução tecnoestratigráfica da bacia engloba duas megassequências deposicionais de primeira ordem totalizando mais de 5000 metros de preenchimento sedimentar (Figura 3). A primeira paleozoica, associada a rochas sedimentares e um grande volume de intrusões de diques e soleiras de diabásio, e a segunda mesozoica-cenozoica sedimentar. Segundo os mesmos critérios da Estratigrafia de Sequências a megassequência paleozoica abrange quatro sequências de segunda ordem, denominadas de Sequência Ordovício-Devoniana, Devono-Tournaisiana, Neoviseana e Pensilvaniano-Permiana.

O preenchimento sedimentar dessas sequências se deu em função das variações eustáticas do nível do mar e também da tectônica, marcada pelos eventos paleozoicos que ocorreram na borda oeste da antiga placa gondwânica e pela separação mesozoica do Oceano Atlântico na borda leste. Como consequência todas as sequências sedimentares mencionadas possuem quebras significativas da sedimentação associadas à expressivas discordâncias



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

regionais que as separam. A sequências foram descritas de acordo com a carta estratigráfica publica por Cunha et al. (2007).

Primeiramente, a Sequência Ordovício-Devoniana reúne os sedimentos clásticos marinhos glaciogênicos do Grupo Trombetas. Depositou-se de leste para oeste ultrapassando o Arco de Gurupá, nesse momento inexistente. A oeste, o arco de Purus impedia a conexão com a Bacia do Solimões. O Grupo Trombetas abrange as formações Autás Mirim, composta por arenitos e folhelhos neríticos neo-ordovicianos; Nhamundá, contituídas por arenitos neríticos e depósitos glaciogênicos eosilurianos; Pitinga, composta por folhelhos e diamictitos silurianos e formações Manacapuru e Jatapu, que correspondem a arenitos, pelitos neríticos neossilurianos-eodevonianos e arenitos e siltitos marinhos parálicos litorâneos eodevonianos, respectivamente.

Em seguida, a Sequência Devono-Tournaisiana reúne os sedimentos marinhos sobrepostos por incursões glaciais dos grupos Urupadi e Curuá. O Grupo Urupadi abrange as formações Maecuru, composta de arenitos e pelitos neríticos a deltaicos, de idade neo-emisiana-eo-eifeliana; Ererê, contituída por siltitos, folhelhos e arenitos neríticos, parálicos, de idade neo-eifeliana-eogivetiana. O Grupo Curuá abrange as formações Barreirinha, Curiri e Oriminá.

A formação Barreirinhas é composta de três membros sendo o mais inferior, Abacaxis, composto de folhelhos cinza-escuros e pretos e carbonosos, ambiente distal euxínico (apresenta alta resistividade, radiotividade e baixa velocidade sônica), de idade eofrasniano até o eo ou mesofameniano. O posterior, Membro Urubu, apresenta folhelhos cinza-escuros marinhos (apresenta menor radiotividade e velocidade sônica mais alta), de idade meso-a neo-fameniana. O último Membro Urariá, caracterizada por folhelhos cinza-escuros a claros e siltitos de sedimentação marinha regressiva (apresenta regular radiotividade e velocidade sônica), de idade neofameniana. A Formação Curiri é composta de diamictitos, folhelhos, siltitos e arenitos de ambientes glacial a periglacial, de idade fameniana a struniana. A Formação Oriximiná, composta



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

de arenitos e siltitos de ambiente marinho raso/fluvial, de idade “struniana” a mesotournaisiana.

A Sequência Neoviseana corresponde aos arenitos e pelitos fluvio-deltaicos e litorâneos com influência de tempestades da Formação Faro, e tem seu topo marcado pela Orogenia Chaquita ou Eo-Herciniana que causou extenso processo erosivo nesta sequência.

A Sequência Pensilvaniano-Permiana é formada pelos clásticos, carbonatos e evaporitos continentais e de ambiente marinho restrito do Grupo Tapajós e engloba as formações Monte Alegre, de idade neobashkiriana, marcada por arenitos eólicos e de *wadís* intercalados com siltitos e folhelhos de interduna e lagos; Itaituba, depositada entre o neobashkiriano e moscoviano, representada por folhelhos, carbonatos e anidritas de fácies lagunar e marinho raso; Nova Olinda, do moscoviano ao gzheliano, composta por calcários, anidrita e halitas de inframaré e planícies de sabkha, subdividida pelos membros Arari e Fazendinha; e Formação Andirá, permiana, caracterizada pela sedimentação predominantemente continental, representada por arenitos e sedimentos vermelhos (*red beds*) e raras anidritas, de fácies lacustrinas e fluviais.

Posterior à deposição da sequência paleozoica, ocorreram manifestações magmáticas datadas do triássico e jurássico que culminaram na abertura do Oceano Atlântico Norte. Esse magmatismo gerou extensas soleiras e diques de rochas básicas na seção paleozoica. A leste da bacia, as intrusões alojaram-se preferencialmente na seção devoniana-carbonífero, enquanto a oeste, na sequência evaporítica permo-carbonífera preferencialmente na Formação Nova Olinda, e em menor escala nas rochas clásticas devonianas (GONZAGA et al., 2000).

Posteriormente o primeiro dos eventos tectônicos mais importantes da bacia ocorreu no Eojurássico-Eocreatáceo. O evento transpressional Juruá foi responsável pelo desenvolvimento do *trend* nordeste de falhas reversas e



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

anticlinais assimétricos que afetaram tanto a megasequência paleozoica como suas intrusões magmáticas. (GONZAGA et al., 2000).

Após esse evento depositaram-se os sedimentos continentais da megassequência mesozoica-cenozoica, incluídas no Grupo Javari. No neocretáceo, desenvolveu-se na bacia um sistema fluvial de alta energia resultando na deposição dos sedimentos arenosos da Formação Alter do Chão. No Paleógeno, com o soerguimento da Cadeia Andina, o depocentro sedimentar terciário foi deslocado e os rios de alta energia cederam lugar para rios meandrantos e lagos de baixa energia, onde predominava a deposição dos pelitos correspondentes a Formação Solimões.

Também no Cenozoico ocorreu o segundo evento tectônico de proeminência da bacia através de pulso tectônicos transcorrentes que reativaram zonas de fraqueza antigas e criaram diversos outros feixes de falhas que cortam a bacia nas direções NE-SW e NW-SE. Por exemplo, cita-se as reativações resultantes no Sistema de Falhas Transcorrentes de Urucará (MOHRIAK et al., 2009).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

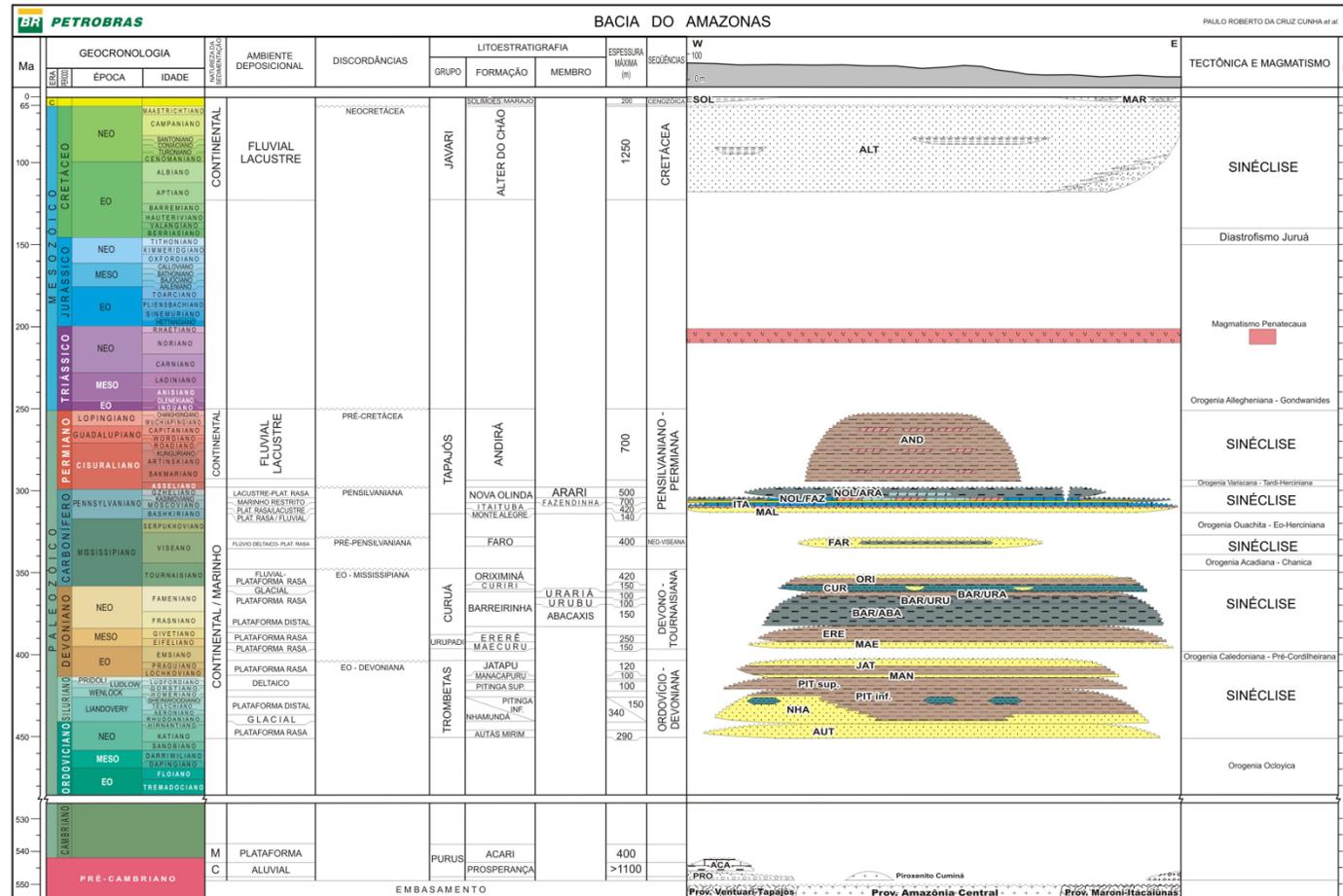


Figura 3. Diagrama estratigráfico da Bacia do Amazonas (CUNHA et al., 2007).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

4. SISTEMA PETROLÍFERO

O sistema petrolífero da Bacia do Amazonas foi avaliado com base nas características geológicas identificadas na área de estudo além da bibliografia disponível. Os principais sistemas petrolíferos identificados foram: Barreirinha-Nova Olinda(!), Barreirinha-Monte Alegre(!) mas também foram identificadas ocorrências no sistema Barreirinha-Curiri(!), que apresenta indícios de hidrocarbonetos em alguns poços.

4.1. Geração e Migração

Segundo Gonzaga et al. (2000), corroborado por Pedrinha et al. (2008), a principal cozinha de geração de hidrocarbonetos presente na Bacia do Amazonas está localizada no seu depocentro (Figura 4). Além disso, de acordo com o primeiro autor, sua porção leste é mais susceptível a geração de gás natural devido à grande quantidade de intrusões que supermaturaram os folhelhos da Formação Barreirinha e a porção oeste é mais propensa a geração de óleo, tanto por haver um maior soterramento quanto por intrusão de rochas ígneas.

Segundo Gonzaga et al. (2000) as condições termais apropriadas para que a Formação Barreirinha Inferior iniciasse a geração foram alcançadas no depocentro entre o Carbonífero e o Permiano e grande parte da expulsão ocorreu entre o Permiano e Triássico. Com relação aos diques e soleira de diabásio, estes atuaram como redutores da porosidade, sendo responsáveis pelo processo de supermaturação apenas na porção leste da bacia, onde intrudiram a seção devoniana.

Os folhelhos da Formação Barreirinha são os mais importantes geradores de hidrocarbonatos da bacia. Esta unidade pode ser dividida em duas seções distintas, a porção basal, denominada Barreirinha Inferior, consiste em folhelhos negros de idade devoniana que variam de 30 a 40 metros de espessura. Valores de Carbono Orgânico Total (COT) nessa unidade variam entre 3 e 8% e análises geoquímicas indicam a predominância de querogênio tipo II (GONZAGA et al., 2000). A porção superior, denominada Barreirinha Superior, alcança a

espessura de 150 metros e apresenta valores de COT entre 1 e 2%, exibindo predominância de querogênio tipo III.

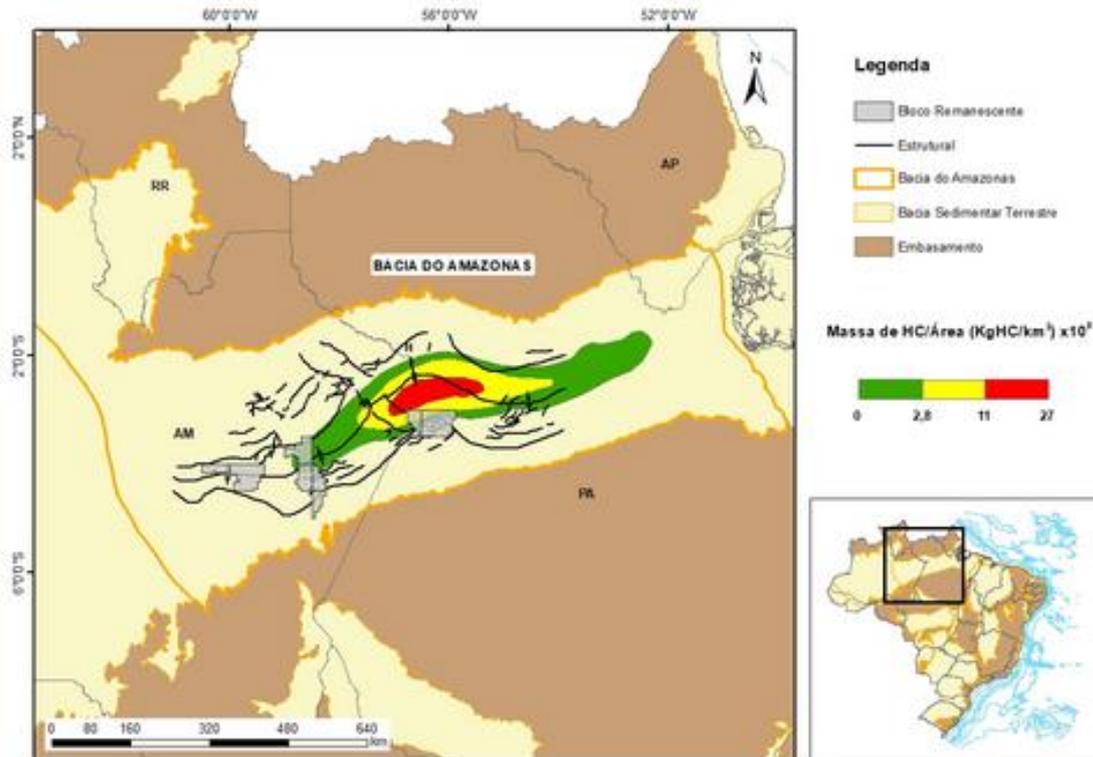


Figura 4 - Mapa da cozinha de geração, ressaltando a expulsão de hidrocarboneto) com a localização dos blocos indicados para a Oferta Permanente e as notas de acordo com o critério de Geração + Migração. Modificado de Costa (2002) e Pedrinha ET AL. (2008).

A migração primária teria se direcionado para os arenitos devonianos sotopostos e sobrepostos à geradora, enquanto a migração secundária teria ocorrido a partir de falhas e/ou microfraturas, as quais conectam os folhelhos da unidade estratigráfica geradora com os reservatórios sobrejacentes.

As acumulações podem ocorrer em áreas situadas fora da cozinha de geração, considerando rotas de migração de longas distâncias e a alimentação dos reservatórios a partir de hidrocarbonetos gerados pelo efeito térmico da intrusão de soleiras, fato corroborado pelos indícios de hidrocarbonetos constatados nos poços perfurados na região.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Secundariamente, os folhelhos da Formação Pitinga são apontados como possíveis rochas geradoras. Esta formação atinge 120 metros de espessura no depocentro da bacia e exibe valores de Carbono Orgânico Total (TOC) geralmente inferiores a 2%. Apresenta índices de hidrogênio e oxigênio indicativos de querogênio tipo II.

4.2. Rocha reservatório

As principais descobertas de hidrocarbonetos ocorrem associadas a arenitos das Formações Nova Olinda, Monte Alegre e ainda nas formações Curiri. Ressalta-se ainda a ocorrência de indícios de óleo e gás em arenitos de diversas unidades estratigráficas, incluindo as formações Itaituba, Faro, Oriximiná, Ererê, Maecuru, Manacapuru e Nhamundá.

Os arenitos da Formação Nova Olinda representam o principal reservatório nos campos Japiim e Azulão. Além de estarem dispostos favoravelmente em relação aos blocos da região centro-leste da área estudada, apresentam características de permo-porosidade em torno de 320 mD e 24%, respectivamente. Essa Formação compreende ciclos de sedimentação siliciclástica, carbonática e evaporítica, sendo os reservatórios formados por arenitos de ambiente parálico, vistos no Campo Azulão (ANP, 2019).

Enquanto isso, os arenitos da Formação Monte Alegre apresentam porosidades que variam entre 20 e 25% e permeabilidades entre 150 e 380 mD. Suas camadas foram depositadas em ambiente desértico continental a transicional do tipo *sabkha*, exibem sedimentos fluviais e eólicos. A Figura 5 mostra o mapa de isópaca da Formação Monte Alegre com a localização dos blocos indicados para este Ciclo de Oferta Permanente (Modificado de Neves, (1990)).

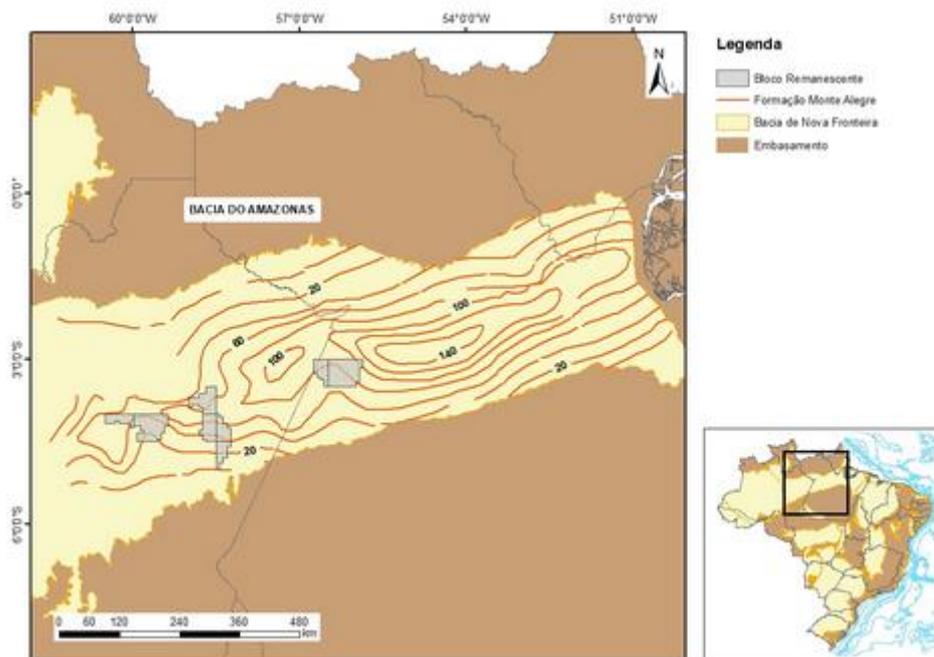


Figura 5 - Mapa da da isópaca da Formação Monte Alegre com a localização dos blocos em oferta. Modificado de Neves (1990).

Os arenitos e diamictitos da Formação Curiri, depositadas em vales glaciais escavados em resposta à rebaixamentos do nível do mar, podem atingir valores de porosidade entre 6-20% e permeabilidade entre 1 e 400 mD, constituindo-se em potenciais reservatórios.

4.3. Rochas Selantes

As rochas responsáveis por selar os reservatórios da Formação Monte Alegre são representadas pelos carbonatos e pelas anidritas da Formação Itaituba. Já as rochas selantes da Formação Nova Olinda são constituídas pelas anidritas e as halitas da mesma unidade estratigráfica.

Na Formação Curiri, as rochas selantes são folhelhos e diamictitos, também da mesma unidade litoestratigráfica.



4.4 Trapas

Na Bacia do Amazonas, comumente, as acumulações ocorrem em trapas estruturais, estratigráficas e possivelmente trapas mistas. Grande parte das trapas estruturais está associada a altos desenvolvidos a partir de eventos tectônicos paleozoicos de natureza compressiva, anteriores à principal fase de geração. Além disso, as trapas podem se relacionar, a eventos transpressivos e transtensivos terciários gerando falhas reversas e anticlinais (NEVES, 1989).

4.5 Plays Exploratórios

São apresentados para a Bacia do Amazonas dois plays exploratórios principais: O primeiro é representado pelos arenitos da Formação Nova Olinda, depositados em ambientes flúvio-deltáico-estuarinos, de praias de shoreface superior e eólicos, de idade carbonífera, sendo este comprovado nos campos de Japiim e Azulão.

O segundo também de caráter terrígeno é representado pelos arenitos da Formação Monte Alegre, depositados em ambiente desértico, continental a transicional do tipo sabkha, e exibem boas características permoporosas, sendo reportados vários indícios de hidrocarbonetos em poços e óleo e gás em acumulações não comerciais.

A bacia também apresenta outro play potencial, ainda não comprovado, constituído pelos arenitos Neo-Devonianos da Formações Curiri, depositados em ambiente marinho com influência glacial.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

5. SETORES EM OFERTA

5.1. Descrição Sumária

Para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente da ANP estão em oferta 8 blocos, incluídos nos setores SAM-O e SAM-L, totalizando uma área de 14.712 km².

A maioria dos blocos se localizam próximos ao depocentro da bacia, a SSW da cozinha de geração, na região propícia à geração de óleo e gás segundo a interpretação de Gonzaga *et al.* (2000) e Pedrinha *et al.* (2008).

5.2. Avaliação dos Blocos Propostos

Na área dos blocos foram mapeadas oportunidades exploratórias nos reservatórios das Formações Nova Olinda e Monte Alegre. No entanto, devido à escassez e problemas de imageamento dos levantamentos sísmicos disponíveis, as oportunidades foram mapeadas em, no máximo, três linhas sísmicas, o que contribui para a incerteza da interpretação.

Foram mapeadas oportunidades exploratórias em quase todos os blocos. A exceção foi o bloco AM-T-169 que não possui dados sísmicos ou poço na área do polígono.

Nos blocos AM-T-113, nas proximidades do poço 1-JUT-1-PA, e AM-T-153, próximo ao poço 1-JAB-1-AM, foram mapeadas oportunidades em estruturas geradas pelo ambiente de tectônica compressiva, decorrente do Diatrofismo Juruá, evento que deformou toda a placa Sulamericana no período Mesozoico, proporcionando a formação de diversos anticlinais em toda a Bacia do Amazonas (CUNHA *et al.*, 2007).

Na Formações Nova Olinda ocorrem diversos níveis de soleiras, o que proporciona estruturas de “chapeu de coco”, inclusive no topo da própria formação, podendo ocorrer, trapas e possíveis acumulações em dois níveis distintos.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Publicação dos dados de Reserva de Petróleo e Gás Natural do Brasil. Rio de Janeiro, 2014.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>> Acessado em: 27.maio.2015

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Plano de desenvolvimento aprovado pela ANP do Campo de Japiim.** Rio de Janeiro, 2016.. Disponível em : <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Japiim.pdf>. Acessado em 29 de maio de 2020.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Plano de desenvolvimento aprovado pela ANP do Campo de Azulão.** Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Azulao.pdf>. Acessado em 29 de maio de 2020.

COPPE/UFRJ, **Sistema de Apoio Gerencial – Bacias Sedimentares de Interesse Petrolífero.** Convênio COPPE/UFRJ – ANP. Rio de Janeiro - RJ, 1999.

COSTA, Antônio Roberto Almeida. **Tectônica cenozóica e movimentação salífera na bacia do Amazonas e suas relações com a geodinâmica das placas da América do Sul, Caribe, Cocos e Nazca.** 2002. Tese de Doutorado. Centro de Geociências da Universidade Federal do Pará, 13.09. 2002.

CUNHA, P. R. C; MELO, J. H. G.; SILVA, O. B. Bacia do Amazonas. **Boletim de Geociências Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 227-251, 2007.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

GONZAGA, F. G.; GONÇALVES, F. T. T.; COUTINHO, L. F. C. **Petroleum Geology of the Amazon Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration.** In: MELO, M. R. and KATZ, B. J. (Ed.). Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir 73, p. 159 -178. 2000.

MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; COUTO ANJOS, S. M. **Os evaporitos e halocinese na Amazônia.** Sal Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras, p. 218, 2009.

NEVES, C. A. O. Prospectos potenciais e áreas prioritárias para exploração na Bacia do Amazonas **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 1, Jan/Mar, p 95-103, 1990.

NEVES, C. A. O. O Estado da Arte: prospectos potenciais e áreas prioritárias para exploração na Bacia do Amazonas". **I Seminário de Interpretação Exploratória**, Petrobrás, Rio de Janeiro, p. 13-23. 1989.

WANDERLEY FILHO, J. R.; COSTA, J. B. S. Contribuição à evolução estrutural da Bacia do Amazonas e sua relação com o embasamento. **Simpósio de Geologia da Amazônia**, v. 3, p. 222-259, 1991.

PEDRINHA, S; SIMÕES, L; GONÇALVES, F. T. T; CARNEIRO; J. T. G. O uso de SIG no cálculo de hidrocarbonetos gerados: exemplo da bacia do Amazonas. **Anais da Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008**, Rio de Janeiro, 2008.

PAIVA, G.; O Petróleo de Nova Olinda. **Carta Mensal do Conselho Técnico da Confederação Nacional do Comércio**, Rio de Janeiro, 1955, p 36-44.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

PETROBRAS. 25 anos de Petrobrás na Amazônia. **Blog Fatos e Dados**, 2011.
Disponível em: <<http://fatosedados.blogspetrobras.com.br/2011/10/21/25-anos-de-petrobras-na-amazonia-descoberta/>> Acessado em: 27 de maio de 2015.