



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA DE PELOTAS

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

2022



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO	2
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	5
4. SISTEMA PETROLÍFERO	9
4.1. Geração e Migração.....	10
4.2. Rochas reservatório	13
4.3. Rochas Selantes.....	14
4.4. Trapas	14
4.5. Plays Exploratórios.....	15
5. SETORES EM OFERTA	16
5.1 Descrição sumária	16
5.2 Avaliação dos Blocos	16
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	17



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

1. INTRODUÇÃO

A Bacia Sedimentar de Pelotas localiza-se no extremo sul da Margem Continental Brasileira, e sua porção submersa ocupa, até o limite territorial de 200 milhas náuticas, área de 346,873 km². A parte emersa da bacia ocupa aproximadamente 40.900 km² dos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. Em território brasileiro, a bacia se estende desde o Alto de Florianópolis, ao Norte, limite geológico com a Bacia de Santos, até a fronteira geográfica com o Uruguai, ao Sul. No país vizinho, a bacia prossegue até o Alto de Polônio, que a separa geologicamente da Bacia de Punta Del Este. A espessura sedimentar na Bacia de Pelotas atinge mais de 9.000 metros.

Na Oferta Permanente, estão em oferta 165 blocos exploratórios, distribuídos em doze setores na Bacia de Pelotas, totalizando uma área de 80.623,73 km² (Tabela 1 e Figura 1).

Tabela 1 – Quantidade de blocos relativos ao Terceiro Ciclo da Oferta Permanente.

Setor	Quantidade de Blocos	Área (km ²)
SP-AP1	16	10.821,44
SP-AP2	1	654,00
SP-AP3	19	12.304,56
SP-AP4	9	5.746,54
SP-AR1	26	4.414,63
SP-AR4	29	4.648,99
SP-AUP1	8	5.437,76
SP-AUP2	8	5.192,93
SP-AUP3	16	10.306,13

Setor	Quantidade de Blocos	Área (km ²)
SP-AUP4	18	11.485,55
SP-AUP7	13	8.335,83
SP-AUP8	2	1.275,36
TOTAL	165	80.623,73

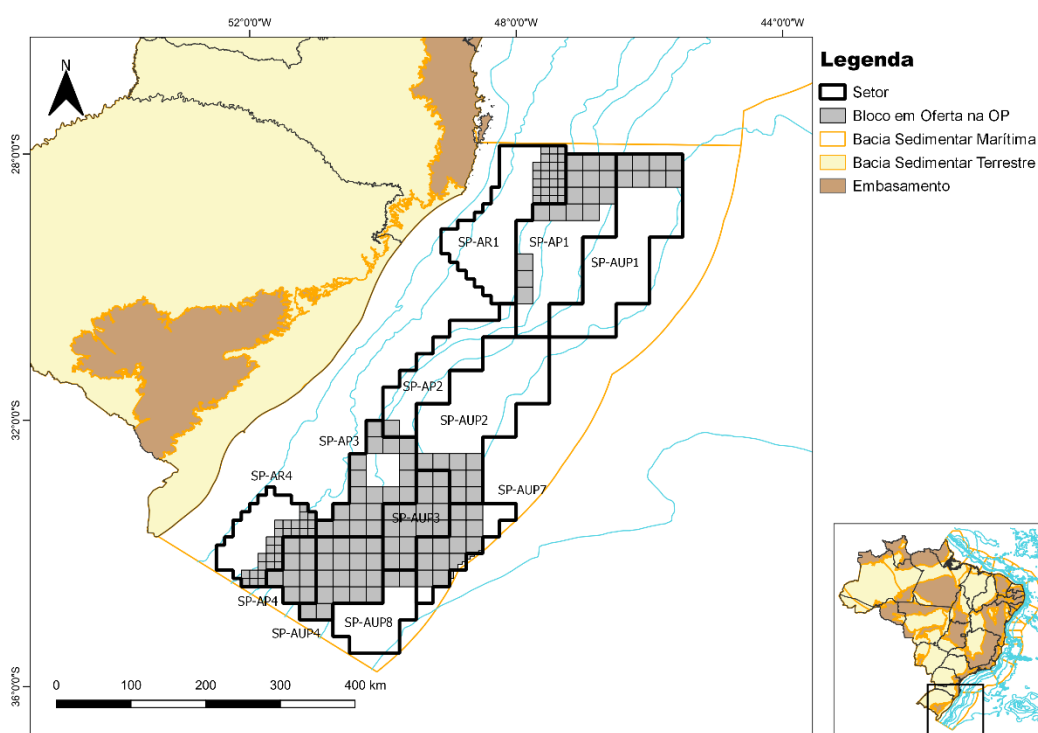


Figura 1 - Mapa de localização da Bacia de Pelotas com indicação dos blocos em oferta.

2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

As atividades exploratórias realizadas na Bacia de Pelotas podem ser divididas em quatro ciclos.

O primeiro pulso exploratório na Bacia de Pelotas ocorreu nas décadas de 1950 e 1960. Nesse período, a Petrobras perfurou 8 poços na porção emersa,



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

locados com base em levantamentos gravimétricos e que não constataram indícios de hidrocarbonetos.

Na década de 1970 ocorreu outro pulso com a execução dos primeiros levantamentos sísmicos na região da plataforma continental. O estudo dos dados provenientes desses levantamentos orientou a locação de 7 poços na porção de águas rasas, sendo um estratigráfico e os demais pioneiros. Em nenhuma das perfurações foram identificados indícios consistentes de hidrocarbonetos.

Um novo pulso exploratório ocorreu na década de 1990 com novas aquisições sísmicas e 4 poços perfurados entre 1995 e 1996, sem a constatação de indícios significativos de hidrocarbonetos.

O ciclo exploratório mais recente ocorreu após a criação da ANP em 1997. Nesse período houve a perfuração de um poço estratigráfico. Por meio do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP (PPA) foram realizados os projetos Reavaliação dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Pelotas (ANP/UFRGS, 2008) e Aquisição de Dados Geoquímicos em Amostras de Assoalho Oceânico na Bacia de Pelotas (ANP/HRT, 2008).

Em 2015, foram adquiridos 18.500 km de imageamento de dados sísmicos bidimensionais em levantamentos especulativos na Bacia de Pelotas. Tais levantamentos utilizaram parâmetros avançados de aquisição e processamento, permitindo o imageamento de estruturas profundas e fornecendo subsídios para uma visão mais completa da bacia. Os últimos dados adquiridos na bacia foram de levantamentos eletromagnéticos de tecnologia CSEM em 2015.

Apesar da ausência de descobertas comerciais na bacia, o esforço exploratório resultou em considerável volume de dados. Atualmente, estão disponíveis 68.063,9 km de linhas sísmicas bidimensionais *pre-stack* e 105.210,90 km de sísmica bidimensional *post-stack*. Também estão disponíveis dados de métodos potenciais que imageiam boa parte da bacia. Levantamentos magnetométricos aéreos cobriram 412.924,8 km² da bacia, enquanto levantamentos magnetométricos marítimos cobriram 209.809,4 km², totalizando 622.734,2 km² de dados magnetométricos. Os

dados de gravimetria totalizam 438.634 km², dos quais 437.781,3 km² correspondem a levantamentos marítimos e 852,7 km² a levantamentos na porção emersa da bacia. Também estão disponíveis dados de 12 poços localizados na porção submersa da bacia. A Figura 2 demonstra a distribuição das linhas sísmicas e poços perfurados na região dos blocos disponíveis na Oferta Permanente.

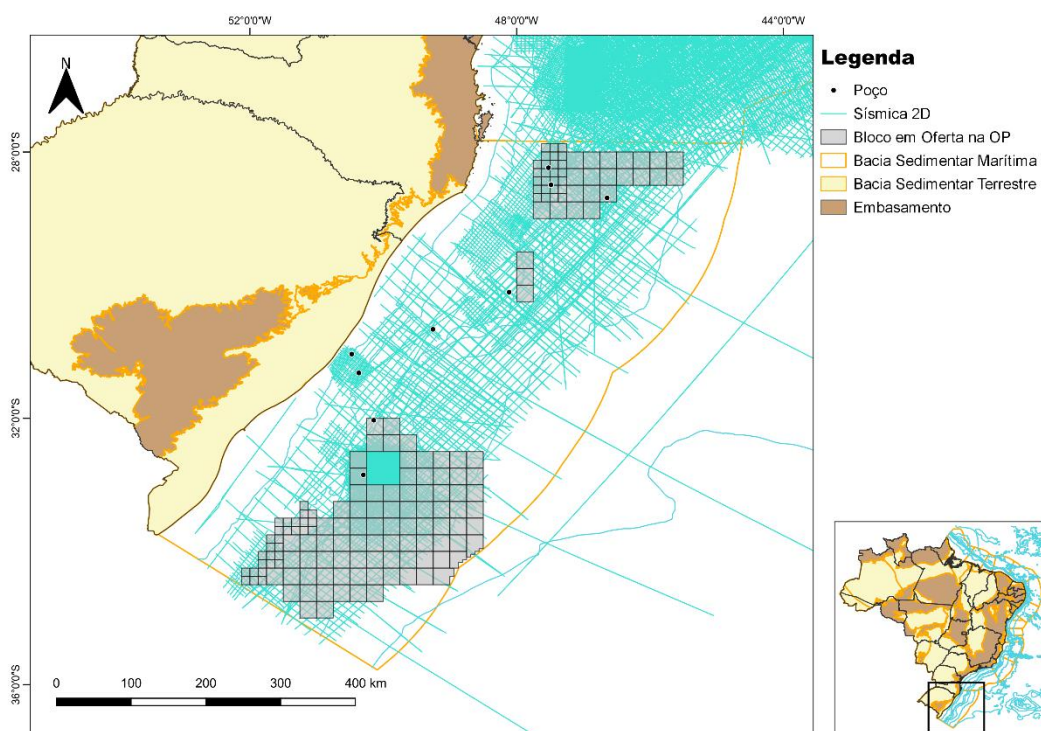


Figura 2- Mapa com distribuição de dados sísmicos e de poços na região dos blocos da Oferta Permanente na Bacia de Pelotas.

Desde a criação da ANP em 1997, blocos da Bacia de Pelotas foram incluídos em sete Rodadas de Licitações: 4^a, 5^a, 6^a, 7^a, 13^a, 14^a e 17^a. Atualmente, não existem blocos sob concessão na bacia e os últimos quatro foram devolvidos pela Petrobras no ano de 2020.

O poço Raya-1 foi perfurado em 2016 na continuidade da Bacia de Pelotas no território uruguaio e atingiu apenas um reservatório turbidítico cenozoico que



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

constatou água, porém seu insucesso não inviabiliza a possibilidade de um sistema petrolífero ativo na Bacia de Pelotas. Segundo Zalán (2017), a ausência de rotas de migração a partir de falhas na Bacia de Pelotas indica que os reservatórios turbidíticos mais favoráveis a acumulações são os em contato direto com a rocha geradora, ou seja, preferencialmente os leques turbidíticos albo-turonianos. Sendo assim, esse poço não atingiu a profundidade esperada para possíveis acumulações na bacia.

3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

Adota-se aqui a Evolução Tectonoestratigráfica proposta por Bueno et al. (2007), que subdivide a Bacia de Pelotas em cinco Supersequências (Figura 3).

A Bacia de Pelotas iniciou sua evolução como bacia de rifte intracontinental, evoluindo para bacia de margem continental passiva. Apesar de possuir os mesmos estágios evolutivos das demais bacias da Margem Leste Brasileira, a história geológica de Pelotas guarda algumas singularidades. Nela, a fase rifte foi preenchida por sequências vulcânicas, de modo mais intenso que na Bacia de Santos, assemelhando-se nesse aspecto às bacias da margem continental argentina e uruguaia. Outras características distintivas são a ausência de camadas evaporíticas e o desenvolvimento pouco expressivo de plataformas carbonáticas.

A Bacia de Pelotas desenvolveu-se sobre embasamentos de origem variada. Na sub-bacia norte, suas rochas se assentam sobre camadas da Bacia do Paraná, desenvolvida por uma sinéclise intracratônica ocorrida durante o Paleozoico. Na sub-bacia sul, as rochas da Bacia de Pelotas estão sobrepostas às sequências metavulcanossedimentares da Faixa Dom Feliciano, de idade Neoproterozoica. Na parte central, o embasamento é constituído pelo Batólito de Pelotas, intrusão granítica que corresponde à raiz de um arco magmático, também de idade Neoproterozoica.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

O rifteamento que originou a Bacia de Pelotas está relacionado ao processo de ruptura do Gondwana, e ocorreu anteriormente às demais bacias da Margem Leste Brasileira. A sequência rifte foi preenchida inicialmente por camadas vulcânicas básicas pertencentes à Formação Imbituba, identificadas em linhas sísmicas como cunhas de refletores com mergulho em direção ao mar (*seaward-dipping reflectors* – SDR). Análises geocronológicas (Ar-Ar) indicaram idades entre $125 \pm 0,7$ Ma e $118 \pm 1,9$ Ma para essas rochas (LOBO, 2007), portanto mais recentes que os basaltos da Formação Serra Geral da Bacia do Paraná. Essa sequência caracteriza Pelotas como uma típica bacia de margem passiva vulcânica, com grande influência magmática, em contraste com as demais bacias localizadas ao Norte, nas quais há pouco magmatismo associado e ocorre exumação do manto no contato entre a crosta continental e oceânica (STICA et al., 2013).

O preenchimento da sequência rifte finalizou com a deposição da Formação Cassino, constituída por cunhas clásticas de conglomerados, diamictitos e siltitos, foi depositada em um sistema interpretado como flúvio-deltaico, com leques aluviais progradantes em direção a depocentros lacustres. Os folhelhos anóxicos da fácies distal dessa formação são interpretados como possíveis rochas geradoras da bacia. A Formação Cassino está limitada no topo pela discordância de *breakup* do Gondwana.

A primeira expressão pós-rifte ocorre na parte norte da bacia, onde os litotipos da Formação Cassino são sobrepostos pela suíte vulcânica da Formação Curumim, datada por método Ar-Ar em $113 \pm 0,1$ Ma (DIAS et al., 1994). Nesse intervalo há outra diferença marcante em relação às bacias da Margem Leste Brasileira localizadas ao norte de Pelotas. Naquelas bacias, a subsidência mais lenta propiciou o desenvolvimento de sistemas deposicionais marinhos restritos, com a deposição de espessas camadas evaporíticas. Em Pelotas, houve rápida subsidência térmica após o rompimento continental, com a implantação de sistemas deposicionais de mar aberto. Com isso, ocorrem apenas delgados depósitos evaporíticos de anidrita e carbonatos na parte norte da bacia, associados à Formação Ariri.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

A rápida subsidência no intervalo entre o Albiano e o Turoniano proporcionou a implantação de uma ampla plataforma na Bacia de Pelotas. Inicialmente houve o desenvolvimento de uma plataforma rasa, mais evidenciada ao norte da bacia, possivelmente sobre altos gerados por domos vulcânicos da Formação Curumim. Nesse sistema foi depositada a Formação Porto Belo, com a presença de rochas carbonáticas marinhas associadas a siliciclásticas. A fácies distal dessa formação é constituída por calcilutitos e folhelhos, também interpretados como possíveis rochas geradoras. O aumento da subsidência levou ao desenvolvimento de sistemas marinhos profundos, ainda durante o Cenomaniano-Turoniano. A Formação Atlântida representa o início de um longo ciclo transgressivo que perdurou até o Oligoceno, e é constituída basicamente por rochas pelíticas. Em direção ao continente, as rochas das formações Porto Belo e Atlântida se interdigitam com os arenitos da Formação Tramandaí, depositados em um contexto proximal.

A seção Turoniana é limitada no topo por uma discordância mapeável em toda a bacia. Essa superfície é correlacionada à discordância pré-Urucutuca, que ocorre nas demais bacias da Margem Leste. Sobre essa discordância, foi depositada a sequência predominantemente argilosa da Formação Imbé. No interior dessa unidade são identificadas sete sequências de 3ª ordem, limitadas por discordâncias. A tendência transgressiva das sequências prossegue até o Oligoceno, porém desde o Mioceno até o presente as sequências demonstram uma regressão marinha.

Nesse contexto foram depositados os sedimentos correspondentes à feição do Cone do Rio Grande. O abundante suprimento de sedimentos finos depositados em uma cunha clástica progradante ocasionou instabilidades na região do talude, propiciando o desenvolvimento de uma grande célula de tectônica gravitacional, a qual é facilmente identificada em linhas sísmicas.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

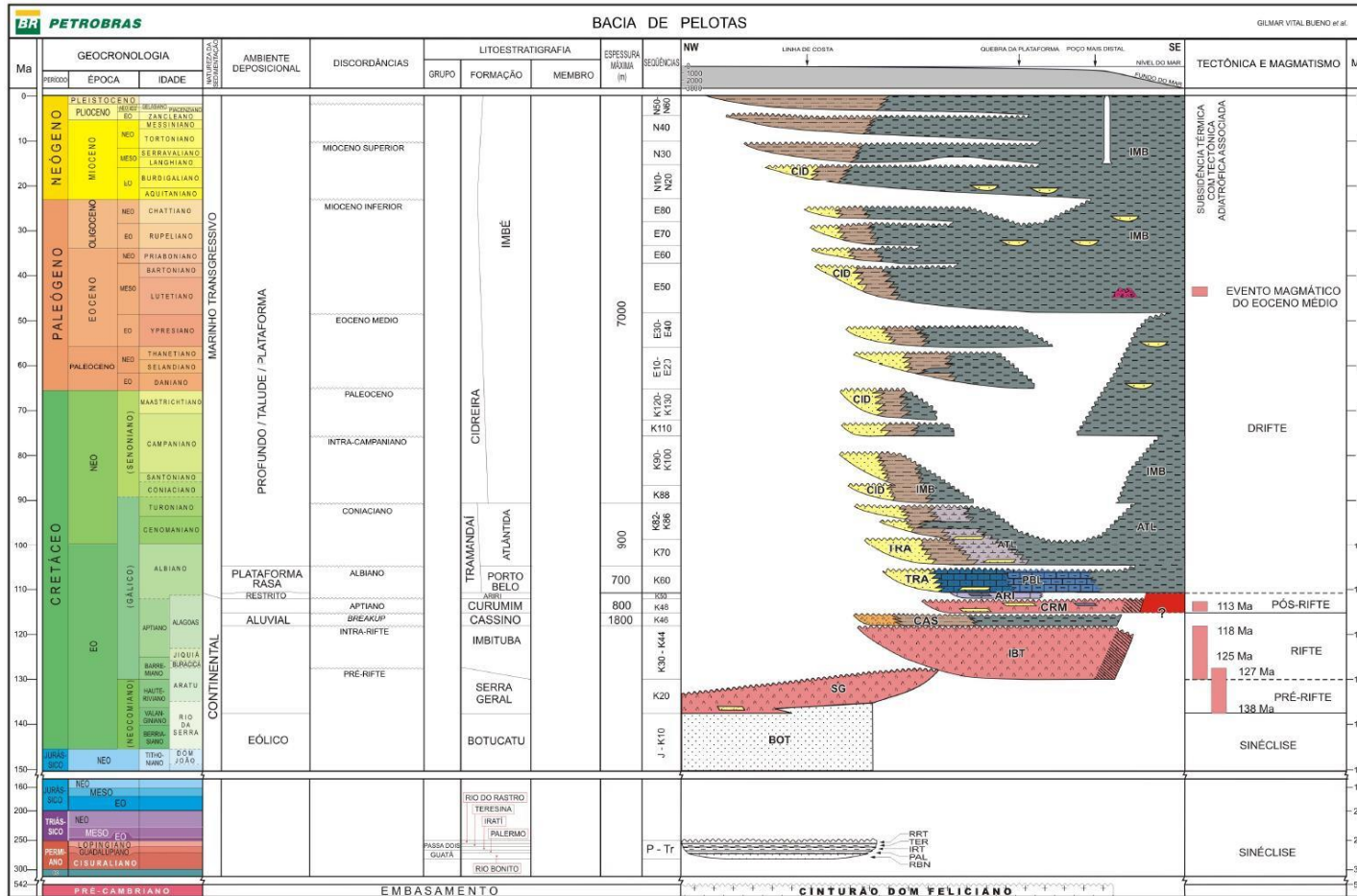


Figura 3 - Diagrama estratigráfico da Bacia de Pelotas (BUENO et al., 2007).



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

4. SISTEMA PETROLÍFERO

As atividades exploratórias desenvolvidas na Bacia de Pelotas ainda não identificaram a existência de sistemas petrolíferos comprovados. Entretanto, o Projeto BAPEL (ANP/UFRGS, 2008) identificou seis sistemas petrolíferos especulativos:

- a. Irati – Botucatu (?): geração a partir de folhelhos da Formação Irati, do Permiano da Bacia do Paraná, migração através de falhas da fase rifte e acumulação em arenitos da Formação Botucatu, em trapas estruturais. A desvantagem é a grande profundidade dos prospectos.
- b. Atlântida – Imbé (?): geração a partir de folhelhos marinhos anóxicos de idade Albo-Turoniana da Formação Atlântida, migração por discordâncias e acumulação em turbiditos, leques de assoalho, cunhas de mar baixo e deltas plataformais da Formação Imbé, em trapas estratigráficas. Os reservatórios são profundos e jamais foram perfurados.
- c. Imbé – Imbé (?): geração a partir de folhelhos marinhos profundos da Formação Imbé, do Cretáceo Superior, migração por discordâncias e acumulação em arenitos turbidíticos, leques de assoalho, cunhas de mar baixo e depósitos de escorregamento, em trapas estratigráficas. Os reservatórios também são profundos e desconhecidos.
- d. Imbé – Imbé (Cone do Rio Grande) (?): geração a partir de folhelhos marinhos profundos da Formação Imbé, do Mioceno Médio, migração por falhas do Cone e acumulação em arenitos deltaicos, turbidíticos, leques de assoalho e cunhas de mar baixo do Mioceno e Plioceno, em trapas estruturais. As atividades exploratórias desenvolvidas na região do Cone não identificaram as fácies reservatórios apontadas pelo estudo.
- e. Imbé – Imbé (hidratos) (?): sistema não convencional, com geração biogênica marinha rasa nas camadas do Mioceno Superior ao Recente da



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Formação Imbé, migração primária e acumulação em porosidade inter e intragranular de argilitos da Formação Imbé.

- f. Cassino – Cassino (?): geração a partir de folhelhos lacustres continentais da seção rifte, migração essencialmente primária e acumulação em arenitos de margem lacustre, turbiditos e deltas lacustres da seção rifte, em trapas mistas. O sistema é profundo, e os dados sísmicos não permitem boa resolução visual.

Para aprofundar o conhecimento sobre o potencial petrolífero dessa bacia, a ANP contratou o levantamento Aquisição de Dados Geoquímicos em Amostras de Assoalho Oceânico da Bacia de Pelotas (ANP/HRT, 2008). Nesse projeto, foram coletadas cerca de 2.000 amostras de sedimentos com equipamentos tipo *piston core*. Foram realizadas análises geoquímicas para quantificar hidrocarbonetos gasosos e líquidos (análise de gás livre – *headspace*, cromatografia tipo *whole oil*, intensidade de fluorescência total), bem como análises microbiológicas. Também foram realizadas, em amostras selecionadas, análises geoquímicas de alta resolução, incluindo análises de isótopos estáveis de carbono, biomarcadores saturados e aromáticos e diamantóides. Os resultados comprovaram a existência de micro-exsudações de gás de origem termogênica, principalmente na região do Cone do Rio Grande, comprovando a existência de sistema petrolífero ativo na bacia. A composição do gás mostrou similaridades com sistemas petrolíferos comerciais observados em outras bacias brasileiras, como a Bacia de Santos.

4.1. Geração e Migração

Apesar da ausência de descrição e caracterização das rochas geradoras na Bacia de Pelotas, obteve-se valorosas inferências a partir da correlação com as bacias de Walvis, Lüderitz e Orange da Margem Continental Africana. Durante a fase Rifte, essas bacias encontravam-se unidas à Bacia de Pelotas.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Sua evolução durante o início da fase Drifte também é muito similar, inclusive nos períodos de deposição das sequências geradoras.

Estudos apontam a ocorrência de dois principais intervalos geradores naquelas bacias, ambos relacionados a eventos anóxicos. O primeiro é constituído por folhelhos anóxicos lacustres sin-rifte, com idade Barremiana – Aptiana, e encontra-se em estágio muito maduro, contendo atualmente teores de carbono orgânico total (COT) de até 3%. O campo de gás gigante de Kudu, que possui reservas entre 1,3 e 3,0 TCF é um exemplo desse sistema (MELLO et al., 2012).

Os poços perfurados em 2013 pela HRT nas bacias de Walvis e de Orange encontraram duas camadas expressivas de folhelhos marinhos geradores. De acordo com os Fatos Relevantes divulgados pela companhia, os poços Wingat-1 e Murombe-1, executados na bacia de Walvis, permitiram a identificação de duas rochas geradoras bem desenvolvidas, de idade Aptiana, ricas em carbono orgânico e ambas na janela de geração de óleo (PETRORIO, 2013 a, b). O poço Moosehead-1, localizado na Bacia de Orange, também encontrou as camadas geradoras Aptianas bem desenvolvidas. Com isso, pode-se afirmar que as Bacias de Walvis e de Orange são produtoras de óleo e gás (PETRORIO, 2013 c).

O segundo intervalo gerador corresponde a folhelhos marinhos e margas de idade Albiana – Cenomaniana, que se encontram no estágio inicial da janela de geração de óleo. Em alguns poços perfurados na Bacia de Walvis, foram encontradas rochas geradoras de idade Cenomaniana a Santoniana ricas em querogênio tipo II e TOC acima de 6%. Folhelhos marinhos dessa idade e com teores similares de matéria orgânica também são encontrados nas Bacias de Orange, na África do Sul, e na Bacia de Benguela, em Angola. Dados de pirólise indicam alto teor de S_2 e elevado índice de hidrogênio, o que indica que



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

esse intervalo foi capaz de significativa geração de óleo, onde as condições de maturidade permitiram (BRAY et al., 1998).

Os poços perfurados no extremo sul da Bacia de Angola no âmbito do *Deep Sea Drilling Program* (DSDP) também demonstraram a existência de rochas geradoras no intervalo Albiano – Turoniano. O intervalo de folhelhos negros no Local 530 do DSDP possui 170 metros de espessura e os litotipos associados são argilitos verdes, cinzas e vermelhos, bem como margas e raramente calcário. O teor médio de carbono orgânico dos folhelhos negros é 5%, com máximo de 16% (STOW; DEAN, 1984)

Na Bacia de Pelotas, o projeto Aquisição de Dados Geoquímicos em Amostras de Assoalho Oceânico da Bacia de Pelotas (ANP/HRT, 2008) realizou modelagens geoquímicas, a partir de três horizontes considerados como potenciais geradores na bacia. Os resultados da modelagem foram os seguintes:

- i. Sedimentos da fase rifte (Formação Cassino): encontram-se atualmente na fase regressiva de geração de hidrocarbonetos líquidos, isto é, no estágio senil.
- ii. Sequência Cenomaniana – Turoniana (Formação Atlântida): encontram-se na fase principal de geração de hidrocarbonetos líquidos, sendo que no depocentro do Cone do Rio Grande já atingiram a fase regressiva.
- iii. Sedimentos do Oligoceno (Formação Imbé): na maior parte da bacia ainda não atingiram a janela de geração de hidrocarbonetos líquidos ou estão no início dessa fase, podendo ser considerados como imaturos.

Assim, espera-se que o principal intervalo gerador na Bacia de Pelotas seja a sequência Albiana – Turoniana, mais especificamente os folhelhos marinhos anóxicos das fácies distais das Formações Porto Belo e Atlântida.



4.2. Rochas reservatório

A presença de fácies reservatório em águas profundas e ultra-profundas na Bacia de Pelotas ainda não está comprovada. Conforme descrito no Capítulo sobre a Evolução Tectonoestratigráfica, desde o Cenomaniano houve a implantação de sistemas de mar profundo, com predominância de deposição de sedimentos finos ou muito finos. A análise desenvolvida pelo já citado Projeto BAPEL permitiu a identificação de superfícies-chave em linhas sísmicas, tais como discordâncias e superfícies de inundação máxima, definindo diversas sequências estratigráficas.

Assim, a partir da interpretação sísmica, para a Bacia de Pelotas são esperados reservatórios formados pelo preenchimento de canais incisos na plataforma e talude, bem como leques de assoalho de bacia, feições geradas durante a fase de Regressão Forçada Tardia. No entanto, sua composição depende da granulometria dos depósitos de nível de mar alto retrabalhados durante a regressão forçada.

Além do exposto, podem ocorrer contornitos na Bacia de Pelotas. Esses depósitos são formados pela influência de correntes de contorno continental sobre os fluxos turbidíticos de alta densidade.

Nas bacias análogas (Walvis, Lüderitz e Orange), são descritos reservatórios de vários tipos. O já citado campo de gás de Kudu, tem acumulação em arenitos eólicos a marinhos rasos de fase transicional, de idade Barremiana (BRAY et al. 1998). Sistemas marinhos profundos também são descritos naquelas bacias. O poço Murombe-1, perfurado pela HRT em 2013, tinha como objetivo principal reservatórios turbidíticos de leque de assoalho de bacia de idade Barremiana. Após avaliação petrofísica, concluiu-se que o intervalo consistia de fácies não-reservatório com baixa porosidade. O objetivo secundário desse poço era um complexo de canais confinados de



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

idade Santoniana. A análise do intervalo de 242 metros revelou uma razão N/G de 15%, com porosidade média de 19%, porém saturado com água (PETRORIO, 2013 b).

4.3. Rochas Selantes

As prováveis fácies reservatórias na Bacia de Pelotas ocorrem interdigitadas às fácies distais de composição pelítica das Formações Porto Belo e Atlântida. Além disso, estão sotopostas pela espessa seção argilosa da Formação Imbé. Assim, é possível inferir um selo regional eficiente para o sistema petrolífero considerado.

4.4. Trapas

Conforme descrito anteriormente, as camadas da seção pós-rifte da Bacia de Pelotas se apresentam pouco deformadas, com a ocorrência de falhas e outras estruturas relacionada à tectônica gravitacional de caráter localizado.

Desse modo, espera-se prioritariamente a ocorrência de trapas estratigráficas, resultantes da intercalação deposicional de fácies reservatório (arenitos) com fácies selantes (folhelhos e argilitos), com acunhamento em direção ao continente. Não se descarta a ocorrência de trapas estruturais, contudo, devem ocorrer em um contexto bem mais restrito.



4.5. *Plays* Exploratórios

Os *plays* exploratórios considerados são:

(i) Terrígenos Albianos da Formação Porto Belo: Representados por Arenitos/calcarenitos turbidíticos, em paleocanais incisos ou leques de assoalho de bacia, condicionados em trapas estratigráficas, intercalados com camadas pelíticas potencialmente geradoras;

(ii) Arenitos Cenomaniano-Turoniano da Formação Atlântida: Arenitos turbidíticos de paleocanais incisos ou leques de assoalho de bacia em trapas estratigráficas, intercalados com camadas pelíticas potencialmente geradoras;

(iii) Arenitos do Cretáceo Superior/Paleógeno da Formação Imbé: Arenitos turbidíticos, em paleocanais incisos ou leques de assoalho oceânico, especialmente pertencentes à unidade basal da formação Imbé, em trapas estratigráficas.

iv) Depósitos Carbonáticos Albianos da Formação Porto Belo: representados por plataformas mistas de composição carbonática cujo refletores sísmicos apresentam geometria tabular com limites laterais bem definidos estruturalmente.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição sumária

Na Oferta Permanente estão em oferta 165 blocos exploratórios distribuídos em doze setores, conforme mencionado anteriormente.

5.2 Avaliação dos Blocos

Nos blocos indicados para oferta foram identificadas sismofácies características de reservatório, com refletores caóticos e esmaecidos, em formato de canal e base levemente erosiva, podendo mostrar anomalia de impedância negativa internamente. Esta sismofácie foi interpretada como produto de fluxos turbidíticos associados ou não a correntes de contorno, intercalados com folhelhos intraformacionais que atuam como selo.

O intervalo de interesse para esse play turbidítico se estende do Albiano ao Cretáceo Superior, preferencialmente intercalados ou próximos às rochas geradoras a fim de possibilitar migração lateral ou por falhas e fraturas subsísmicas.

Todos os blocos localizam-se nas proximidades da cozinha geradora que se encontra na porção central da bacia, em locais em que há possibilidade de migração lateral diretamente para as fácies reservatório das formações Porto Belo e Atlântida, ou para corpos areníticos dentro da Formação Imbé.

As camadas argilosas sotopostas a essas oportunidades são interpretadas como selo, considerado eficiente devido à ausência de estruturação em escala sísmica.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP/HRT. Aquisição de dados geoquímicos em amostras de assoalho oceânico na Bacia de Pelotas. Rio de Janeiro. **Relatório Interno**, 2008.

ANP/UFRGS. Reavaliação dos sistemas petrolíferos da Bacia de Pelotas. Rio Grande do Sul: UFRGS, v. 3. **Relatório Interno**, 2008.

BRAY, R.; LAWRENCE, S.; SWART, R. Source Rock, maturity data indicate potential off Namibia. **Oil & Gas Journal**. v. 96, nº 32, out/ 1998. Disponível em <<http://www.ogj.com/articles/print/volume96/issue32/inthisissue/exploration/source-rock-maturity-data-indicate-potential-off-namibia.html>>. Acessado em: 20/10/2014.

BUENO, G.V. et al. Bacia de Pelotas. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, 2007, v. 15, n.2, p. 551-559.

DIAS, J.L.; SAD, A.R.E.; FONTANA, R.L.; FEIJÓ, F.J. Bacia de Pelotas. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, 1994, v.8, nº 1, p. 235-245.

LOBO, J. T. **Petrogênese das rochas basálticas do eocretáceo das Bacias de Campos e Pelotas e implicações na geodinâmica de rifteamento do Gondwana Ocidental**. 2007. Tese de Doutorado. Tese de Doutorado, Faculdade de Geologia, Universidade Do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.

MELLO, M.R. et al. Promising Giant New Hydrocarbon Frontier: The Namibian Continental Margin. **GEO ExPro Magazine**, v. 8, nº 6. 2012. Disponível em <<http://www.geoexpro.com/articles/2012/03/promising-giant-new-hydrocarbon-frontier-the-namibian-continental-margin>>. Acessado em 15/10/2014.

PETRORIO a. **Fato Relevante – Resultados do Wingat – Offshore Namíbia**. Rio de Janeiro. 2013. Disponível em: <http://ri.hrt.com.br/petrorio/web/download_arquivos.asp?id_arquivo=8C7919EF-1A51-4142-8997-2069E17959CC>. Acesso em: 16/04/2015.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

PETRORIO b. **Fato Relevante – Resultados do Murombe – Namíbia Offshore.** Rio de Janeiro. 2013. Disponível em: <http://ri.hrt.com.br/petrorio/web/download_arquivos.asp?id_arquivo=785AA2BB-981B-469C-BEBF-80F937B42EA2>. Acesso em 16/04/2015.

PETRORIO c. **Fato Relevante – Resultados do Poço Moosehead-1 no Offshore da Namíbia.** Rio de Janeiro. 2013. Disponível em: <http://ri.hrt.com.br/petrorio/web/download_arquivos.asp?id_arquivo=97E1810E-CF88-4D91-AB1F-6EDA50F8F482>. Acesso em 16/04/2015.

STICA, J.M.; ZALÁN, P.V.; FERRARI, A.L. The evolution of rifting on the volcanic margin of the Pelotas Basin and the contextualization of the Paraná –Etendeka LIP in the separation of Gondwana in the South Atlantic. **Marine and Petroleum Geology**, v. 50, p. 1 – 21. 2014.

STOW, D. A.; DEAN, Walter E. Middle Cretaceous black shales at Site 530 in the southeastern Angola Basin. **Initial Reports of the DSDP**, v. 75, n. 2, p. 809-817, 1984.

ZALÁN, P. V. Where Should We Drill in the Deep Waters of the Pelotas Basin, Southern Brazil and Uruguay?. In: **AAPG Annual Convention and Exhibition**. 2017.