

Áreas com Potencial Exploratório Remanescente no Polígono

Jair Rodrigues de Salles Soares Filho

Coordenador de Geociências - PPSA

- A apresentação institucional da PPSA é baseada em informações atuais e confiáveis. No entanto, não fazemos nenhuma declaração ou garantia de qualquer tipo, expressa ou implícita, com relação a sua precisão e integridade, e não se deve confiar nelas como tais.
- O público e os leitores são alertados de que as informações apresentadas são apenas projeções e podem diferir substancialmente dos resultados alcançados ou eventos futuros reais. Os dados, as informações, as projeções e as opiniões expressas durante a apresentação estão sujeitos a alterações sem aviso prévio.
- As informações e imagens aqui apresentadas são confidenciais e não devem ser gravadas ou reproduzidas por qualquer meio físico ou digital.

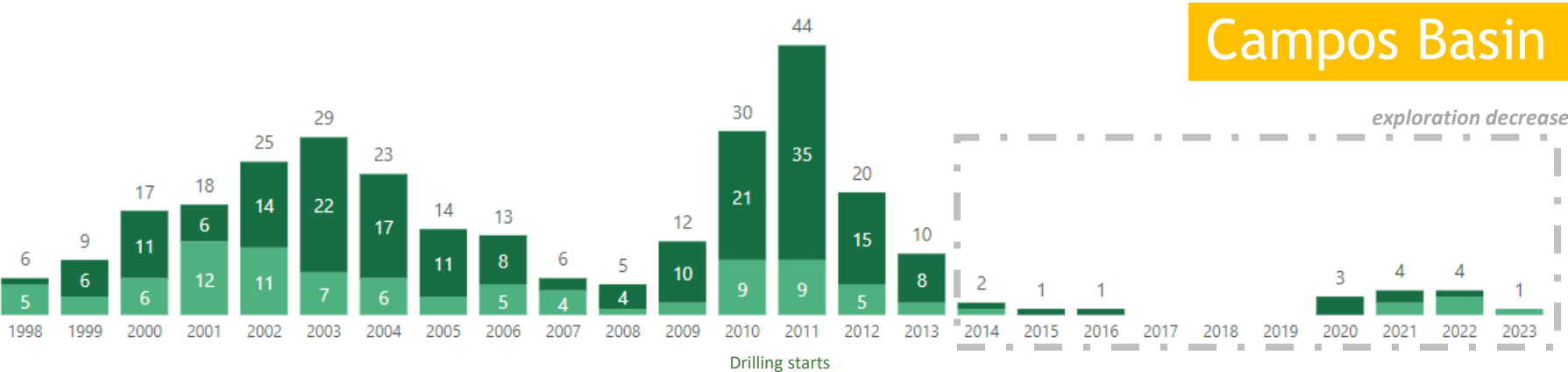
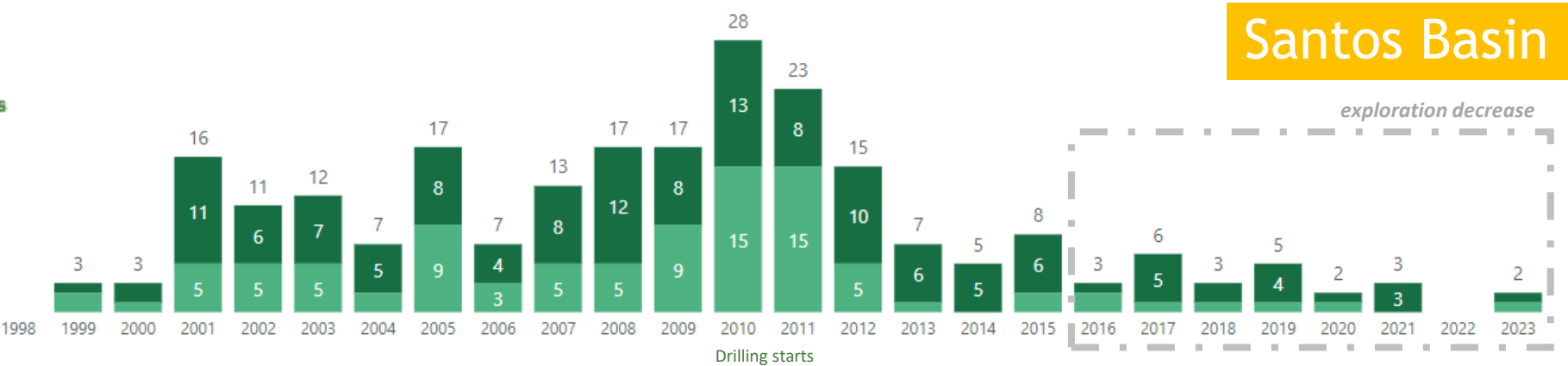
Informações Gerais

Poços Exploratórios

12 poços exploratórios confirmados para os próximos dois anos

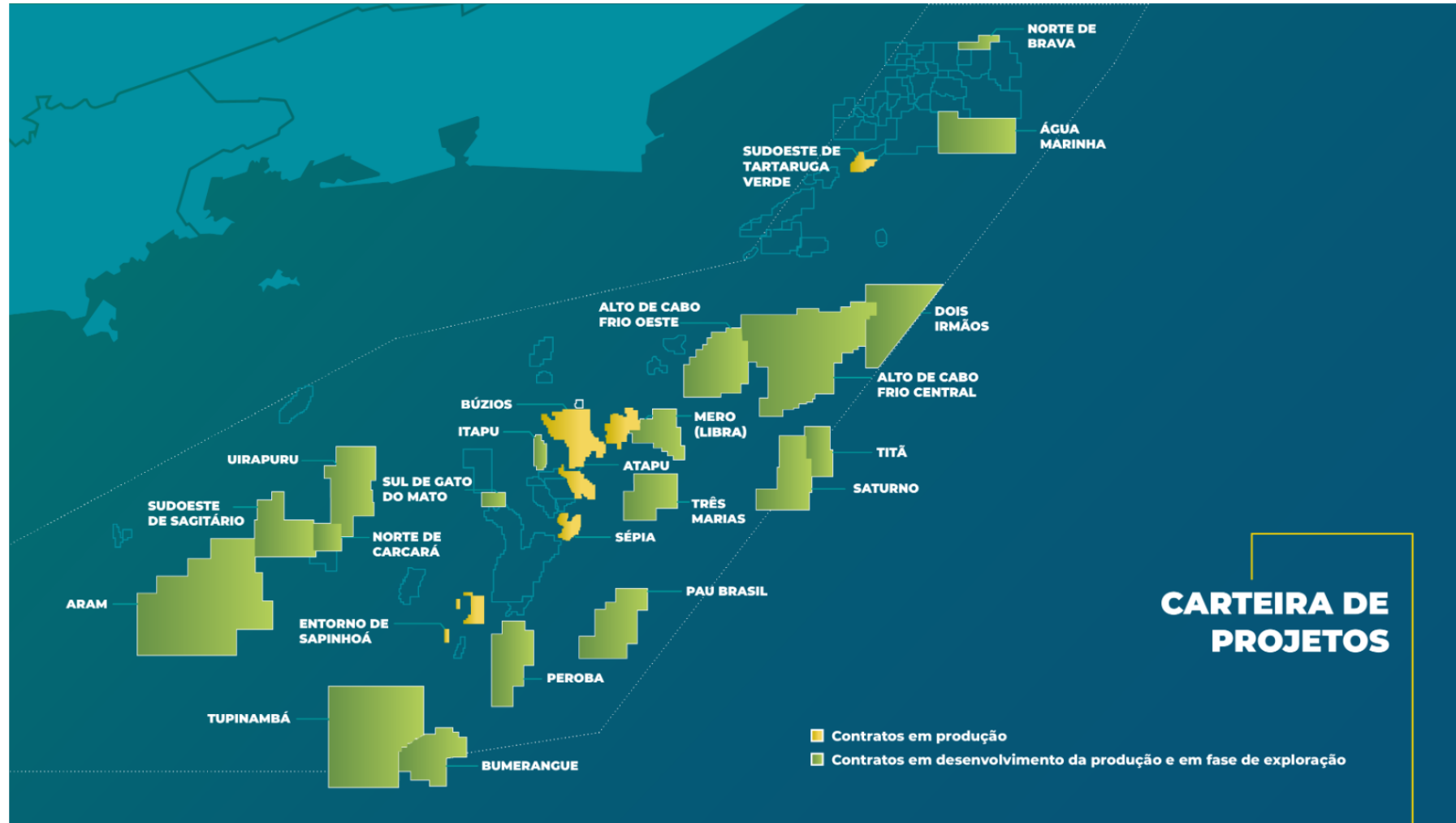
Poços no Offshore

Discovery? ● No ● Yes



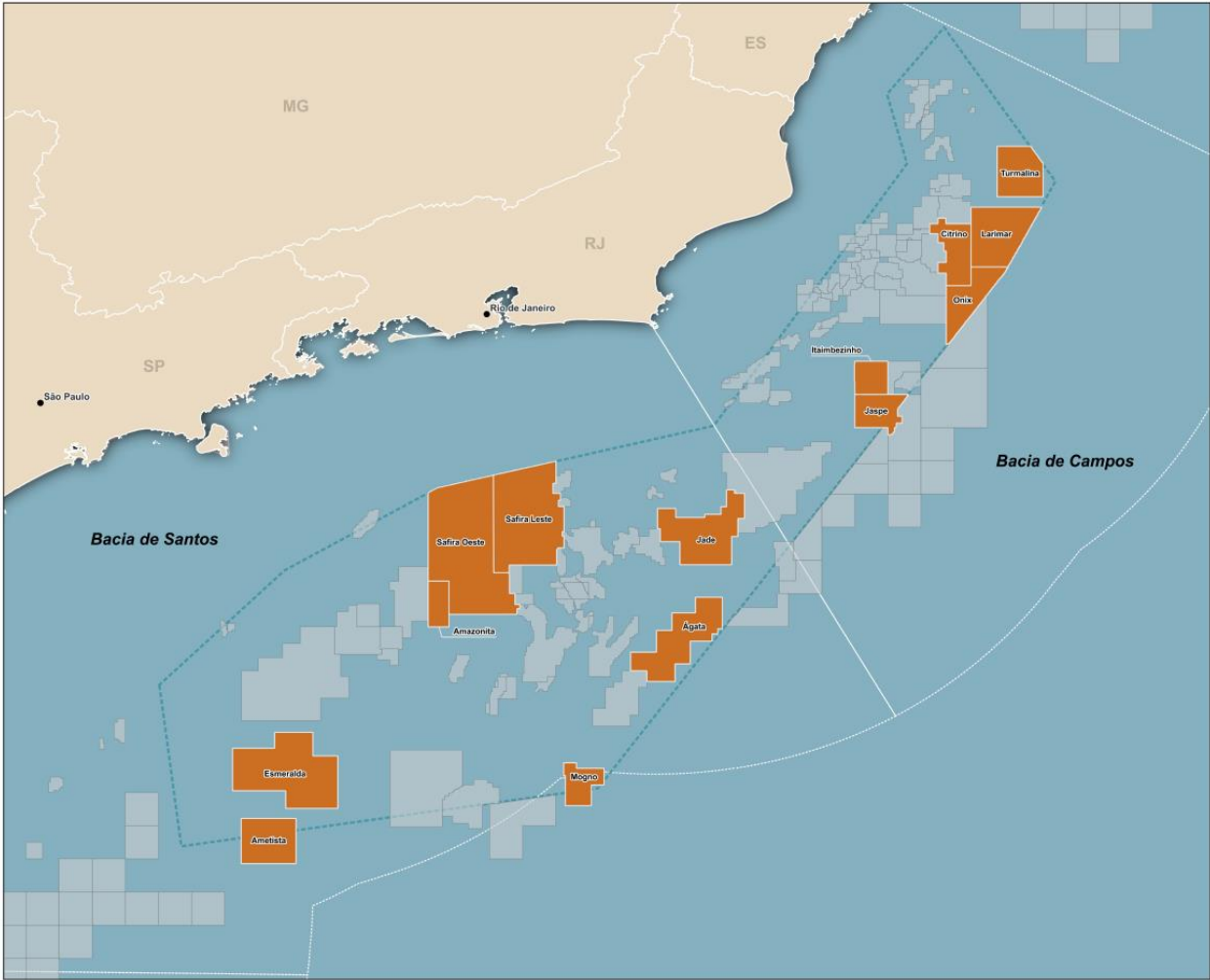
Source: ANP, 2023

Contratos de Partilha no Polígono do Pré Sal

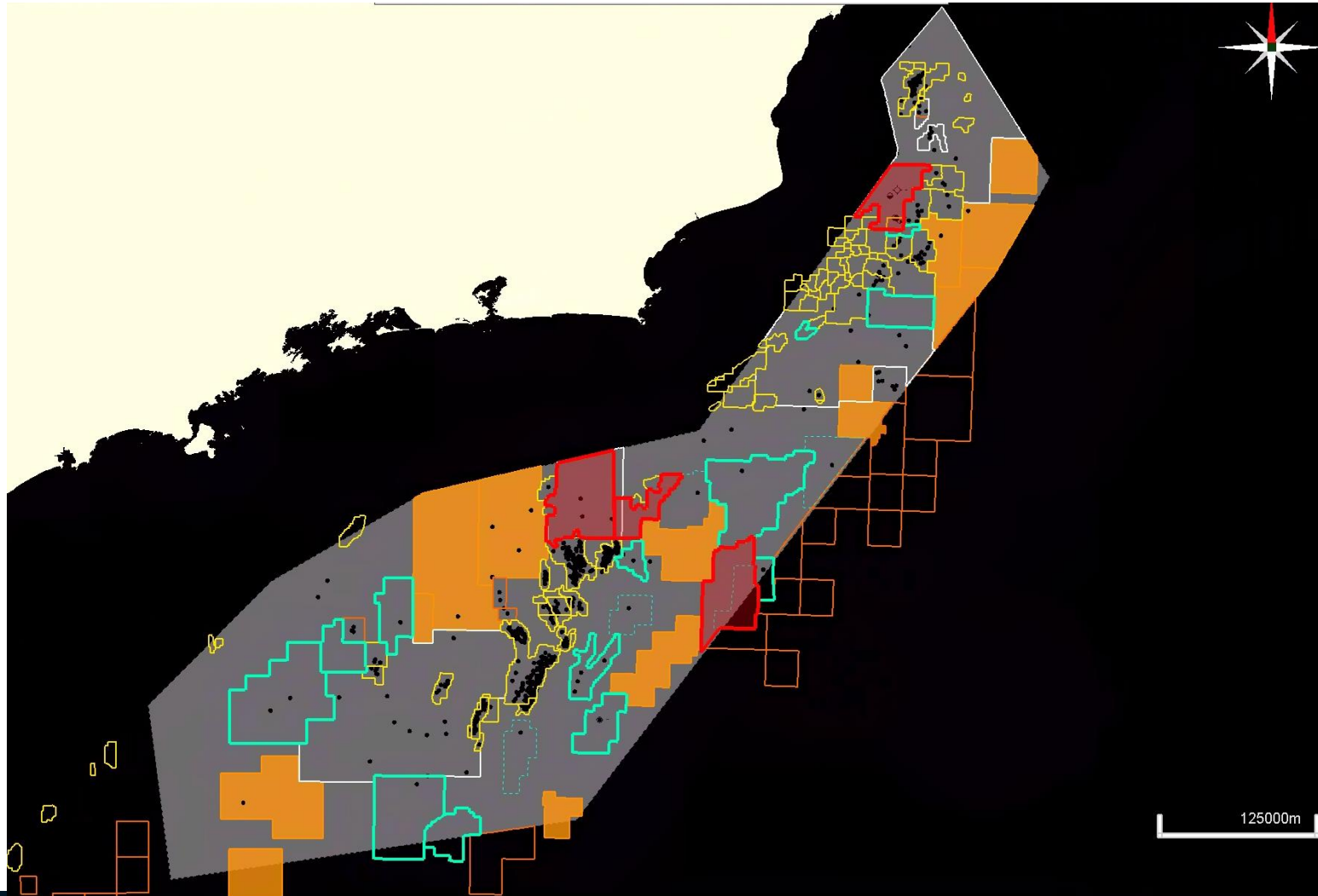


Blocos em Oferta – OPP 2025

Nº	Bacia	Setor	Bloco	Área (Km²)
1	Santos	SS-AUP1	Ágata	2283,17
2	Santos	SS-AUP2	Amazonita	604,79
3	Santos	SS-AUP3	Ametista	1555,31
4	Campos	SC-AP3	Citrino	1251,27
5	Santos	SS-AUP3	Esmeralda	3655,56
6	Campos	SC-AP4	Itaimbezinho	710,54
7	Santos	SS-AUP1	Jade	2408,34
8	Campos	SC-AP4	Jaspe	1008,97
9	Campos	SC-AP3	Larimar	2093,02
10	Santos	SS-AUP5	Mogno	792,41
11	Campos	SC-AP3	Ônix	1327,56
12	Santos	SS-AP2	Safira Leste	4172,06
13	Santos	SS-AP1	Safira Oeste	5588,71
14	Campos	SC-AP1	Turmalina	1437,8

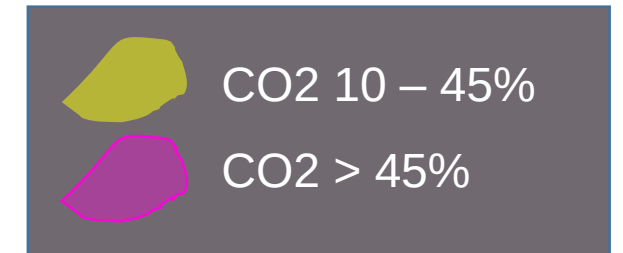
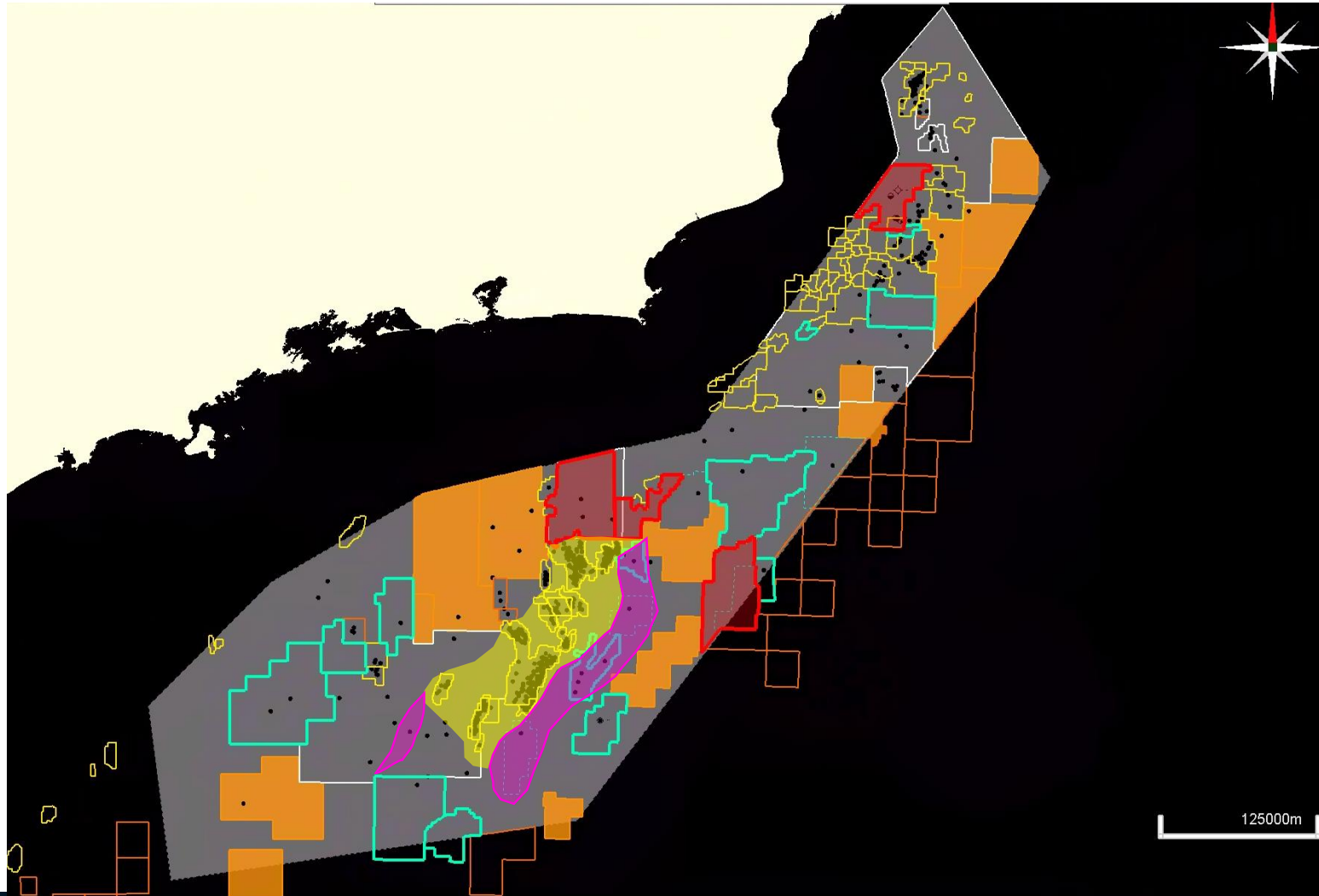


Mapas de Blocos no Polígono do Pré - Sal



- Exploração Concessão
- Exploração Partilha
- Campos Produção
- Novos Blocos ANP
- Blocos Propostos PPSA
- Áreas em estudo ANP
- Blocos em Devolução

Áreas Críticas para CO₂

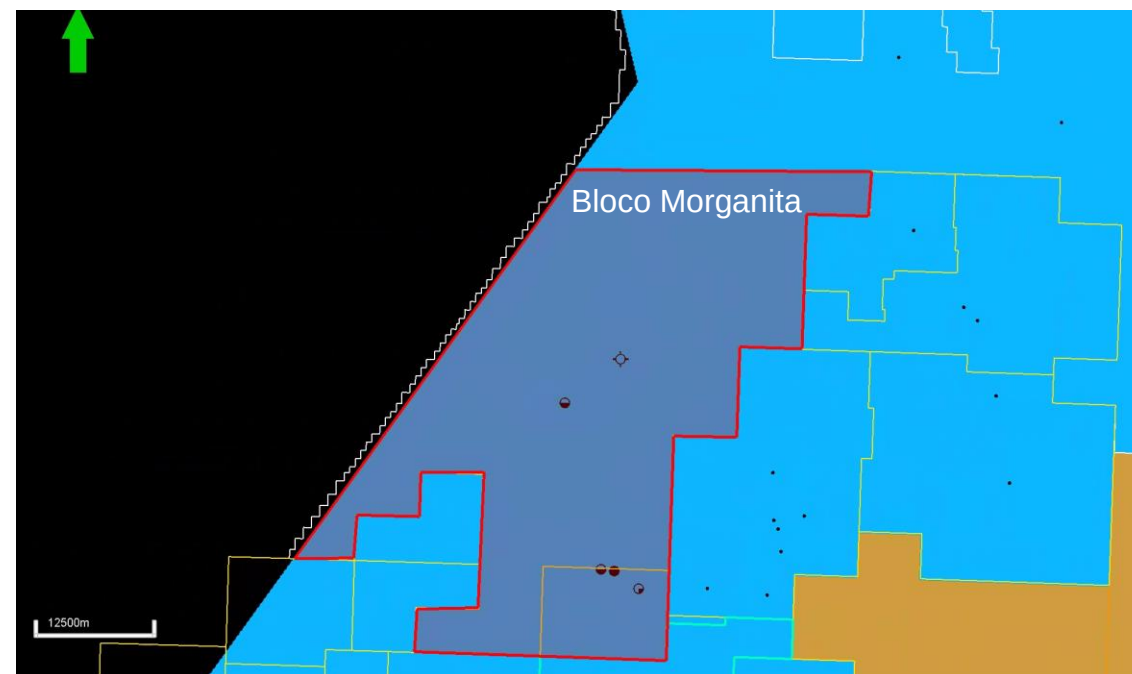


Bloco Morganita

Oportunidade adjacente à campos produtores e em águas rasas

Bloco Morganita

- Sistema Petrolífero comprovado.
- Produção próxima - Brava e Forno.
- Dois prospectos de grandes dimensões: Morganita A e B
- Estruturas mais altas do que os campos de Forno e de Brava.
- Poços perfurados fora dos altos principais em regiões desfavoráveis para o desenvolvimento de reservatórios.
- Os prospectos identificados são em fechamentos estruturais importantes, sobre altos do embasamento, com todas as condições para o desenvolvimento de rochas reservatório.
- Parte da área proposta está incluída na área do Campo de Moréia, que está em processo de devolução.
- Maior prospecto identificado se encontra localizado fora da região de Moréia.



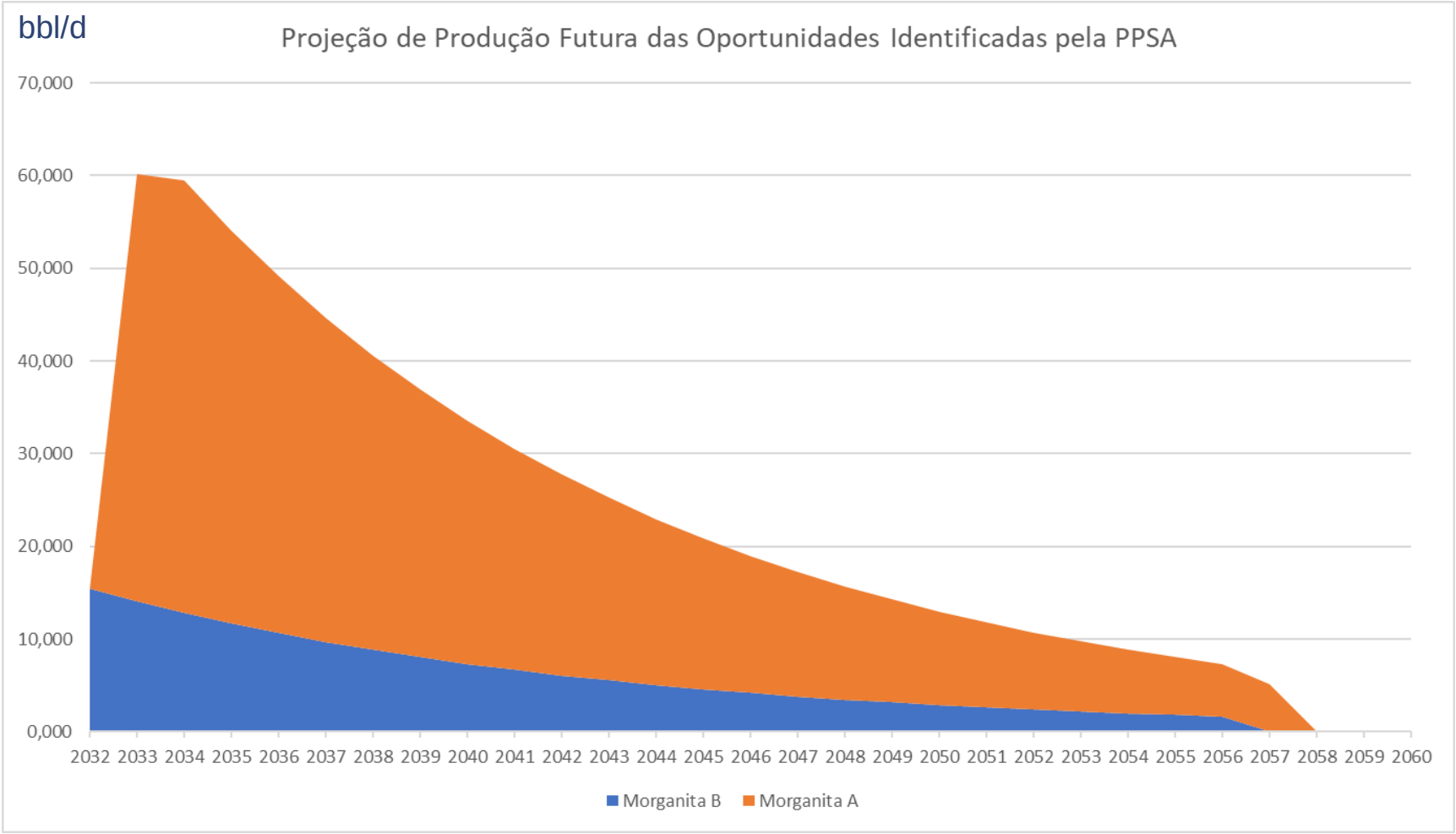
Morganita A

- Fechamento estrutural
- WD: 110 m
- Distância d Costa: 90 km
- Topo: 4220 m
- Área: 32 km²
- Relevo: 300 m
- Chance de Sucesso: 64%
- STOIP estimado (10⁶ bbl): 225-1302-3221

Morganita B

- Fechamento estrutural
- WD: 120 m
- Distância da Costa: 96 km
- Topo: 4225 m
- Área: 37 km²
- Relevo: 300 m
- Chance de Sucesso: 90%
- STOIP estimado (10⁶ bbl): 135-412-808

Morganita – Previsão da Produção de Petróleo – Cenário Mais Provável

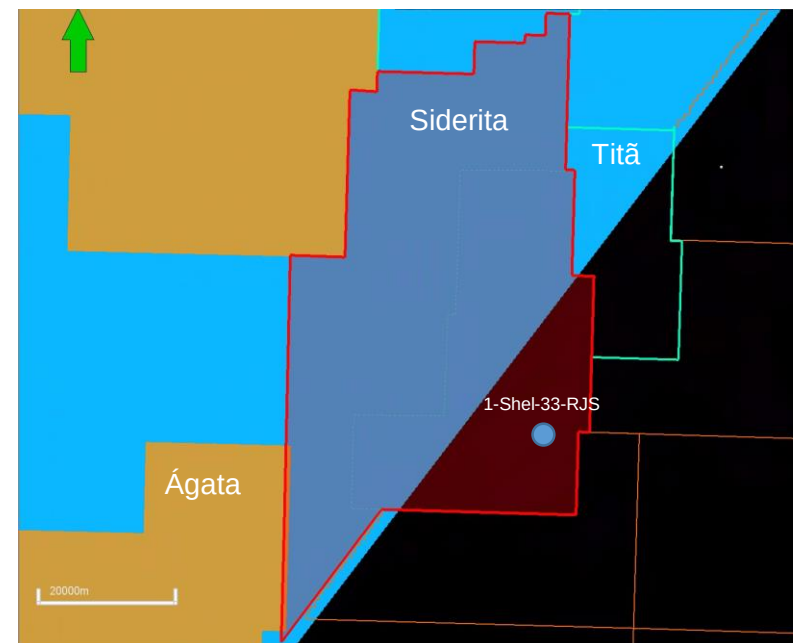


Bloco Siderita

Oportunidade em área com sistema petrolífero comprovado, em águas profundas

Bloco Siderita

- Poço 1-SHEL-33-RJS, comprovou a presença de um Sistema petrolífero ativo, com manchas de óleo nas amostras laterais, seco por falha no selo superior.
- Prospecto lapetus com selo preservado e estrutura independente.
- Os resultados de Titã e Opal, perfurados nas vizinhanças, podem permitir uma sinergia para um desenvolvimento em cluster, ou tie-back, para plataformas que sejam instaladas na área.

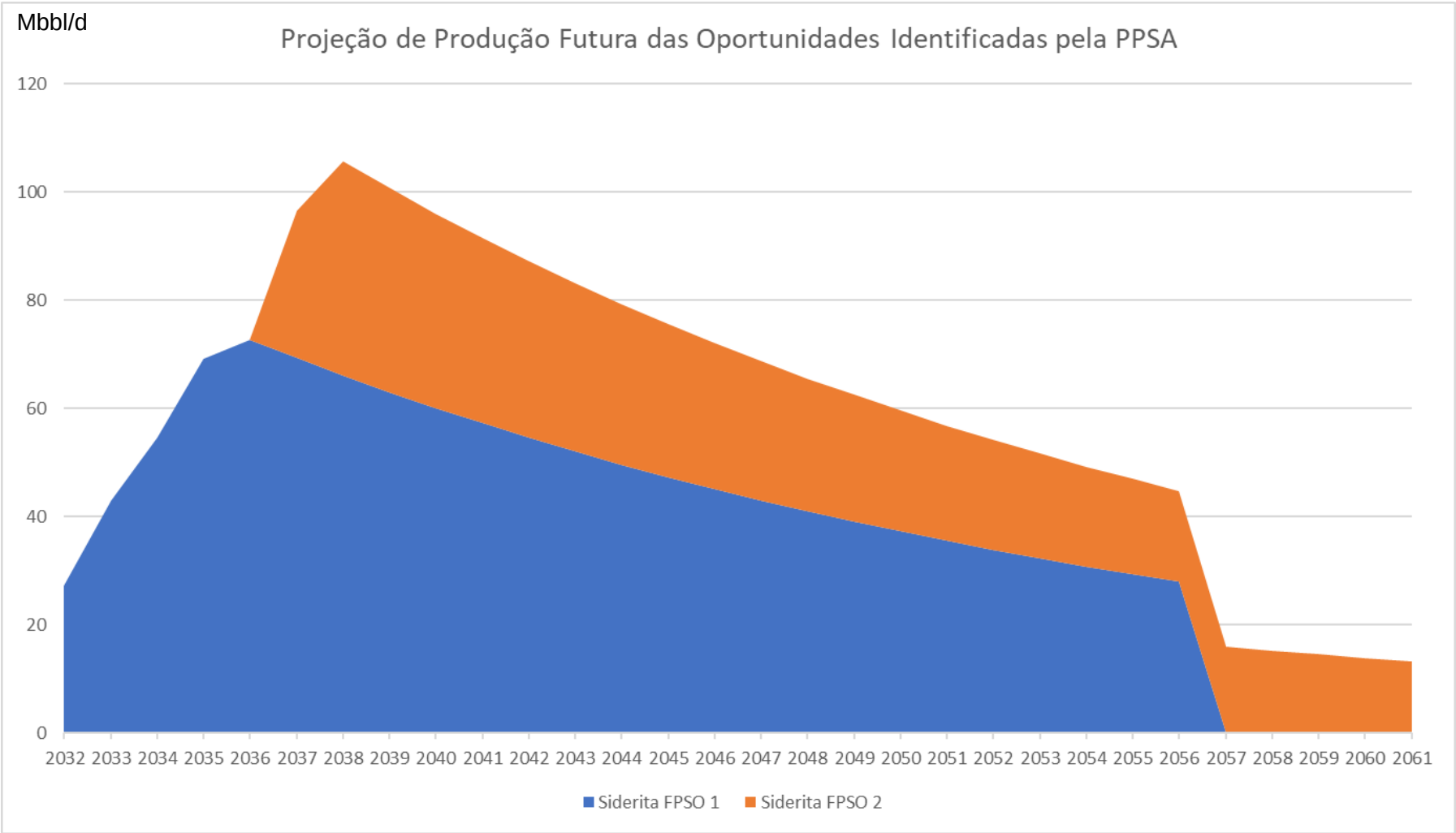


O limite proposto para o bloco Siderita engloba o antigo bloco Saturno, em devolução.

Prospecto lapetus

- Fechamento estrutural
- WD: 2590 m
- Crista: 5030 m
- Área: 50 km²
- Relevo: 550 m
- Chance de Sucesso: 52%
- STOIIP estimado (10⁶ bbl): 757 - 1778 - 3071

Siderita – Previsão de Produção de Petróleo – Cenário Mais Provável

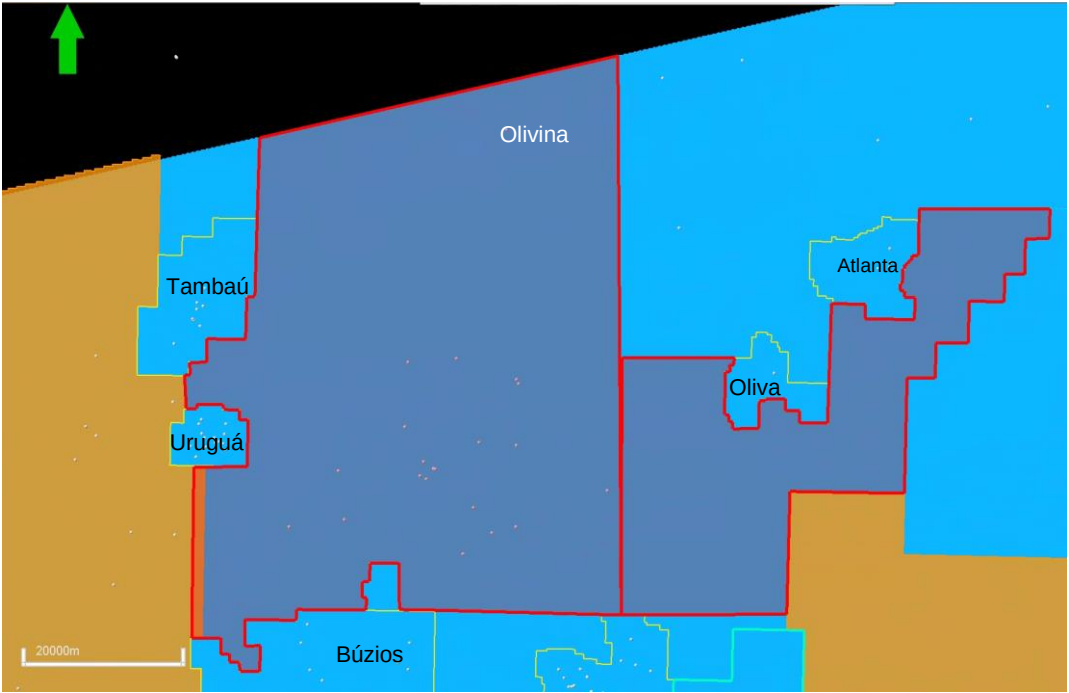


Bloco Olivina

Oportunidade para tie-back

Bloco Olivina

- Sistema petrolífero ativo: Campos de Búzios, Mero, Tambaú e Uruguá próximos, além de vários poços com colunas de hidrocarbonetos.
- Reservatório do pré-sal foi testado pelos poços:
 - 1-BRSA- 1115-RJS (óleo, reservatório fechado)
 - 3-BRSA-99-RJS (vulcânicas, indícios gás)
 - 3-BRSA-1261A-RJS (seco, indícios de gás)
- Prospecto em alto estrutural que se estende ao norte de Tambuatá, onde a posição estruturalmente mais elevada ainda não foi perfurada.
- Outros prospectos em fechamentos estruturais de pequenas dimensões que podem se constituir em uma oportunidade exploratória, para um desenvolvimento em cluster ou tie-back para plataformas já existentes.
- Adicionalmente existem perspectivas para os reservatórios arenosos do Albiano e Turoniano - Campaniano, já com óleo comprovado no bloco.
- ANP aprovou estudos da área e indicou ao MME para licitação como área Opala.



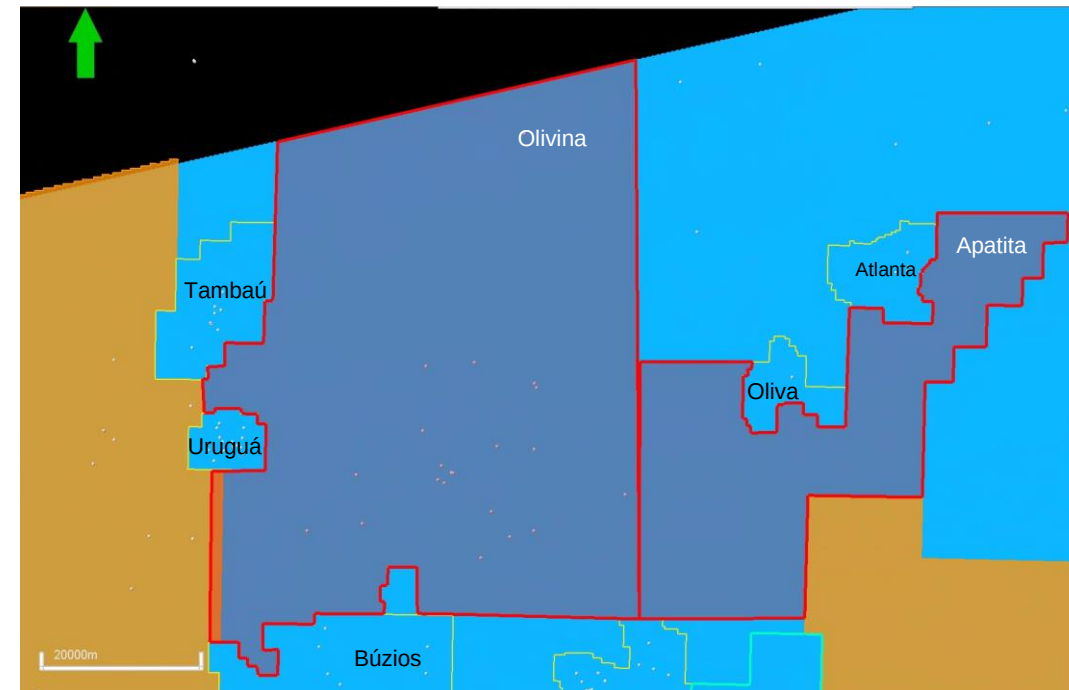
Pros p.	STOIP MMbbl mais provável	STOIP MMbbl otimista	Cs %	WD (m)
A	50	115	44	1480
B	144	320	46	1500
C	43	90	65	1500
E	266	614	37	1120

Bloco Apatita

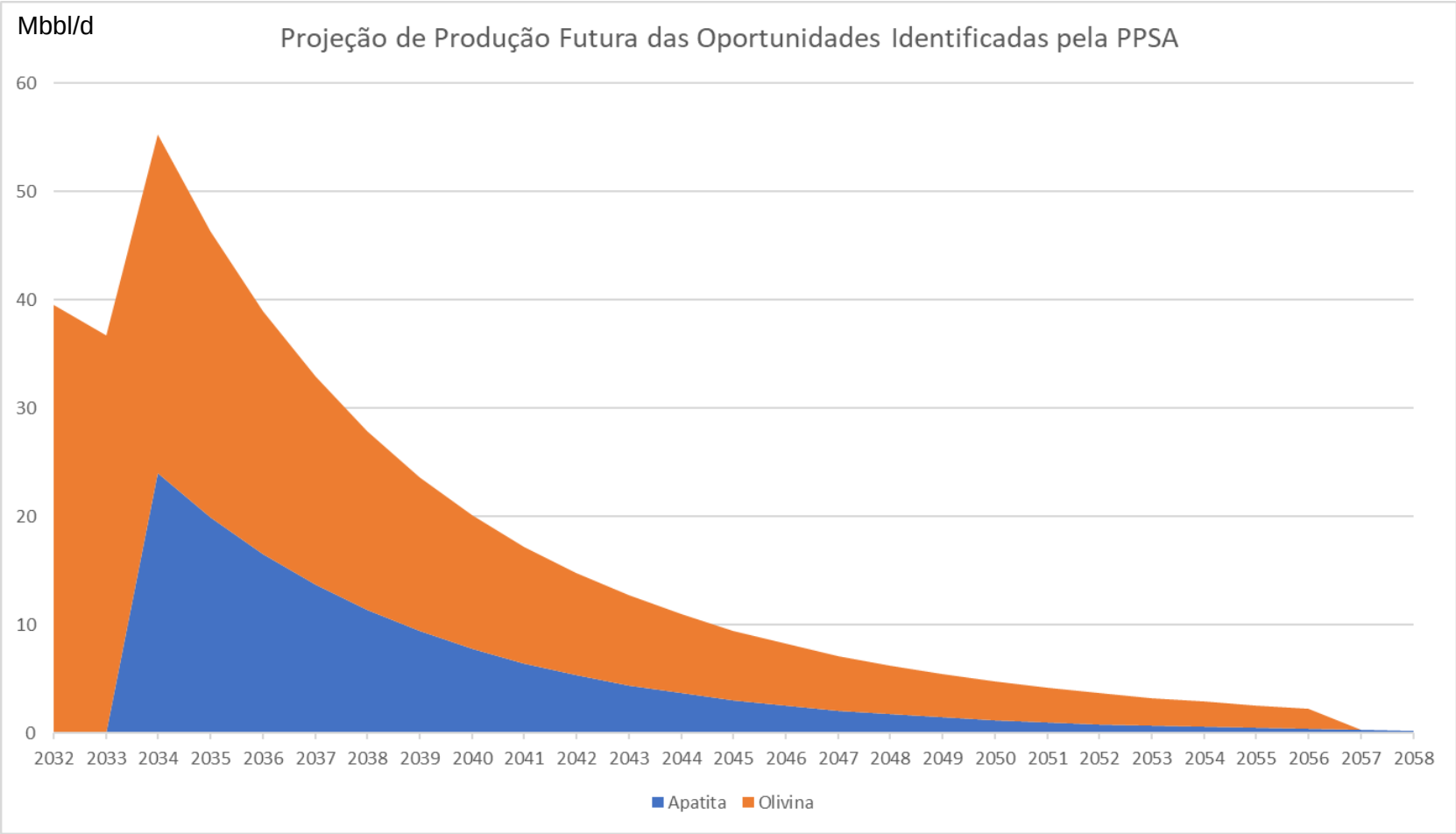
Oportunidade para tie-back

Bloco Apatita

- **Sistema Petrolífero comprovado.**
- **Atlanta e Oliva indicam sistema ativo também no pós-sal.**
- **Os poços utilizados foram os poços 1-BRSA-886-RJS e 1-Shell-31-RJS, ambos fora do bloco, pois não há poços dentro do bloco que tenham atingido a seção pré-sal.**
- **Leads identificados em fechamentos estruturais de pequenas dimensões, que podem se constituir em uma oportunidade exploratória quando vistos em seu conjunto, tanto para um desenvolvimento em cluster, como para tie-back para plataformas já existentes na área.**
- **Adicionalmente existem anomalias de amplitude na seção pós-sal, que se constituem em um upside exploratório para a área.**

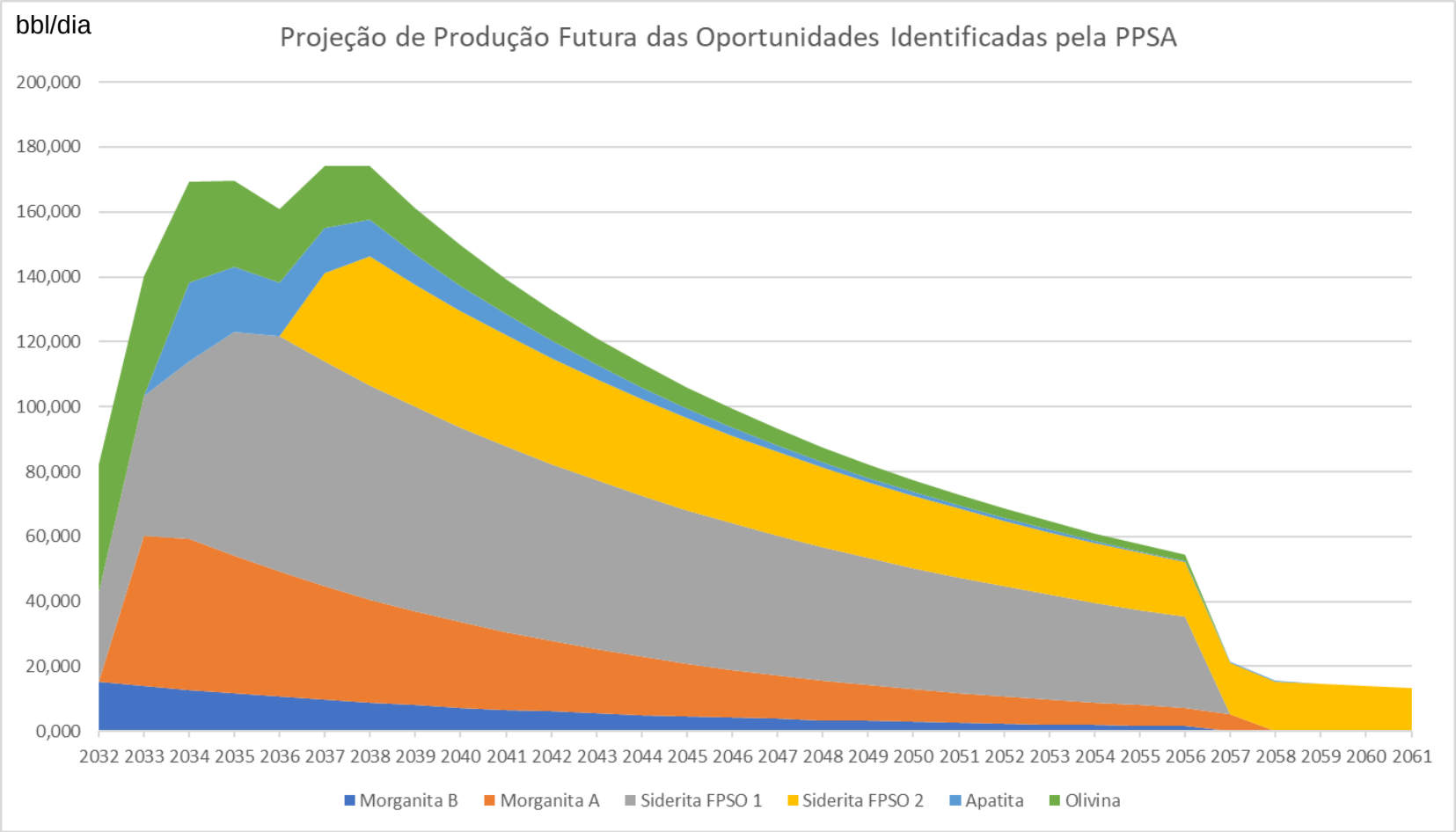


Apatita / Olivina– Previsão de Produção de Óleo – Cenário Mais Provável



Produção Futura

Projeção de Produção Futura dos Blocos Propostos



Acumulado: 2.887.912 bbl

Trabalhos Futuros

Busca de Novos Plays dentro do Polígono

Plays Associados ao Basalto Parati como selo

Na parte oeste da Bacia de Santos, há a ocorrência de camada de basalto (115 m.a.) intercalada nos carbonatos da Fm. Barra Velha, que pode se constituir em selo regional, pois há evidências em alguns poços de hidrocarbonetos de diferentes composições acima e abaixo deste selo potencial.

Trapas compostas com pinch-out reservatório

Ocorre também pinch-out dos reservatórios da Fm. Barra Velha contra os basaltos, como selo lateral, que pode também ser um novo tipo de play para a bacia.

Obrigado pela atenção!

Jair Rodrigues de Salles Soares Filho

Coordenador de Geociências - PPSA



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

