



2021 LICITAÇÃO DAS
CONCESSÕES
PETROLÍFERAS
REPÚBLICA DE ANGOLA

CONCURSO LIMITADO
DAS BACIAS MARÍTIMAS
DO BAIXO CONGO
E DO KWANZA

BACIA MARÍTIMA DO CONGO

Portefólio de
Oportunidades
Bloco 34



ANPG | Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Edifício Torres do Carmo - Torre 2, Rua Lopes de Lima, Ingombota | Luanda | Angola

Tel: +244 226 428 602 | licitacoes@anpg.co.ao | www.anpg.co.ao

BLOCO 34

Índice

Lista de Figuras.....	3
Lista de Tabelas	3
Sumário Executivo	4
1. Localização Geográfica	5
2. Enquadramento Geológico.....	6
3. Histórico de Exploração do Bloco	8
3.1 Poços de Exploração	10
4. Sistema Petrolífero.....	12
5. Oportunidades de Exploração.....	14
5.1 Leads	14
Lead - Amazon (Oligoceno)	16
Lead 3- Pos-Sal (Albiano Inferior)	16

Lista de Figuras

Figura 1 - Mapa de Localização do Bloco 34.....	5
Figura 2 - Modelo Geológico do Bloco 34	6
Figura 3 - Distribuição da Sísmica 2D Existente.....	9
Figura 4 - Distribuição da Sísmica 3D Existente.....	10
Figura 5 - Localização dos poços Ndemba-1 & Ngandu-1 na Secção Sísmica	11
Figure 6 - Mapa de Localização dos Poços Perfurados	12
Figure 7 - Coluna Litoestratigráfica	13
Figura 8 - Mapa de Leads do Bloco 34	16
Figure 9 - Lead Amazon no Oligoceno	17
Figure 10 - Lead 3 no Albiano Inferior.....	18
Figure 11 - Lead 4 no Neocomiano	19

Lista de Tabelas

Table 1 - Tabela dos Poços Perfurados no Bloco 34.....	10
Table 2 - Leads do Bloco 34	15

Sumário Executivo

O portfólio das oportunidades descreve de forma exaustiva os aspectos gerais do Bloco 34 delineando os principais aspectos geológicos (tectónica, estratigrafia, geologia estrutural...), do sistema petrolífero do Bloco. Essa caracterização é resultado do levantamento bibliográfico e enquadramento geológico de dados pré-existentes, bem como de trabalhos técnicos a partir da interpretação sísmica, modelos geológicos e uma série de oportunidades de exploração identificadas pelos grupos empreiteiros que nele operaram como também pela equipa da ANPG/DEX.

O Bloco 34 está localizado entre 65 a 100 Km a Leste do limite Continente - Oceano da Bacia do Baixo Congo, vizinhos aos Blocos 32, 18 e 17, em águas profundas e teve como último grupo empreiteiro a Sonangol P&P (Operador), Statoil e Petrobras com o consórcio Shell em 2001 .

Durante o período de Exploração (2002-2011) foram adquiridos cerca de 2 500 Km de sísmica 2D, 3 700 km² de sísmica 3D e gravimetria, que auxiliaram na perfuração de 2 poços de pesquisa com objectivo no Terciário (Oligoceno e Mioceno). O poço Ndemba-1 foi perfurado em 2002 a nível do Oligoceno tendo como resultado seco, e o poço Ngandu-1, perfurado em 2003, também a nível do Oligoceno, apresentou amostra de gás biogénico.

Foram identificados vários leads no Bloco dentre os quais, a destacar 6 (seis) com maior potencial, tendo como objectivos as areias turbidíticas do Oligo-Mioceno, Albiano e Pré-sal com recursos estimados em STOOIP 21 463 MMBO.

1. Localização Geográfica

O Bloco 34 está situado no *Offshore* de Angola, na Bacia do Baixo Congo numa área aproximada de 5 934 Km², limitado a Norte pelo Bloco 18, a Este pelos Blocos 18 e 19, a Sul pelo Bloco 35 e a Oeste pelo Bloco 33 (Fig.1) e uma lâmina de água que varia de 1 500 a 2 800 m de Profundidade.

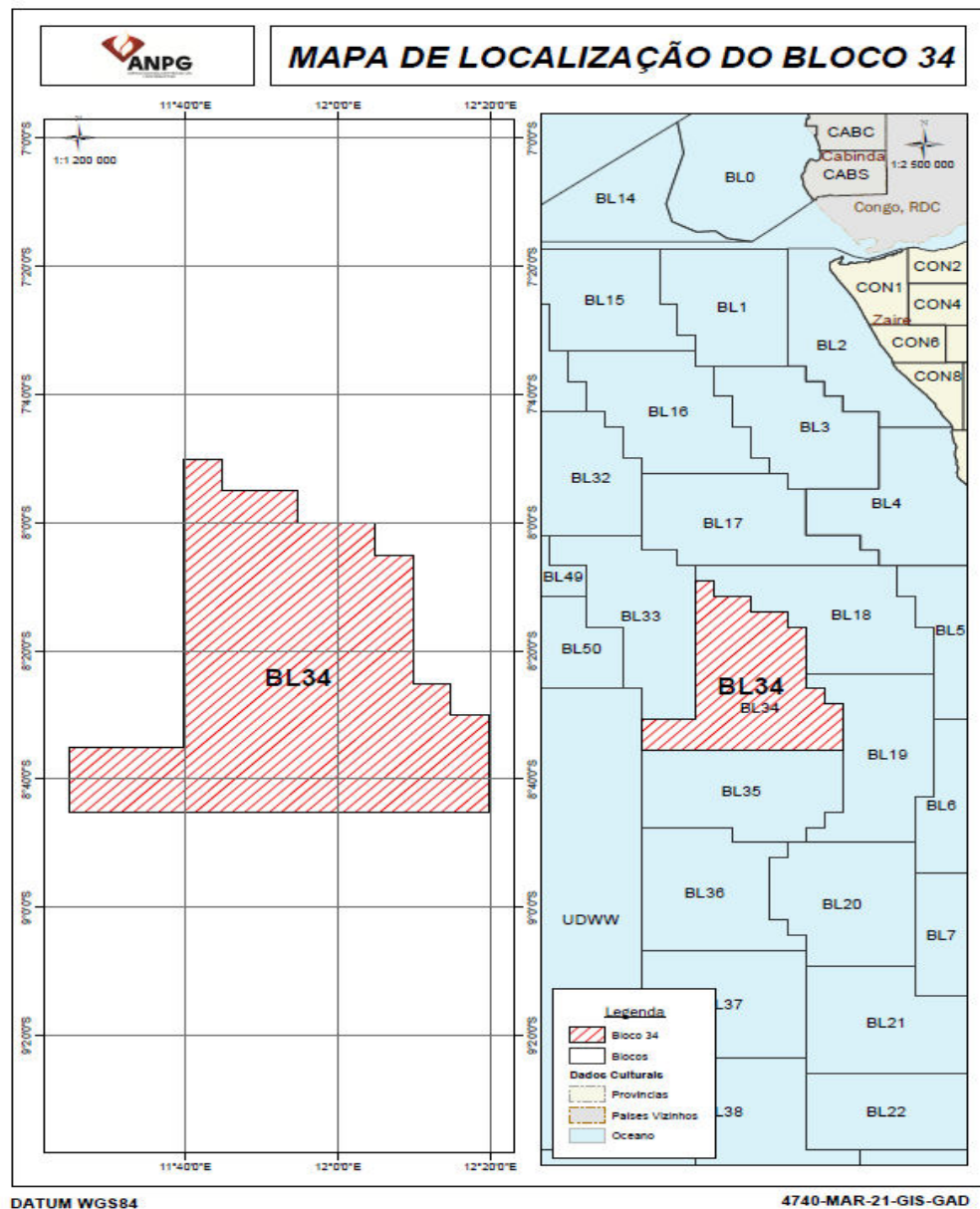


Figura 1 - Mapa de Localização do Bloco 34

2. Enquadramento Geológico

O Bloco 34 encontra-se em águas profundas da Bacia marítima do Congo e a sua história sedimentar, é caracterizada por variações paleoambientais, entre ambientes continental, transicional e marinho, na qual se evidenciam-se duas (2) unidades litoestratigráficas:

- Unidade Pré-Salífera
- Unidade Pós-Salífera

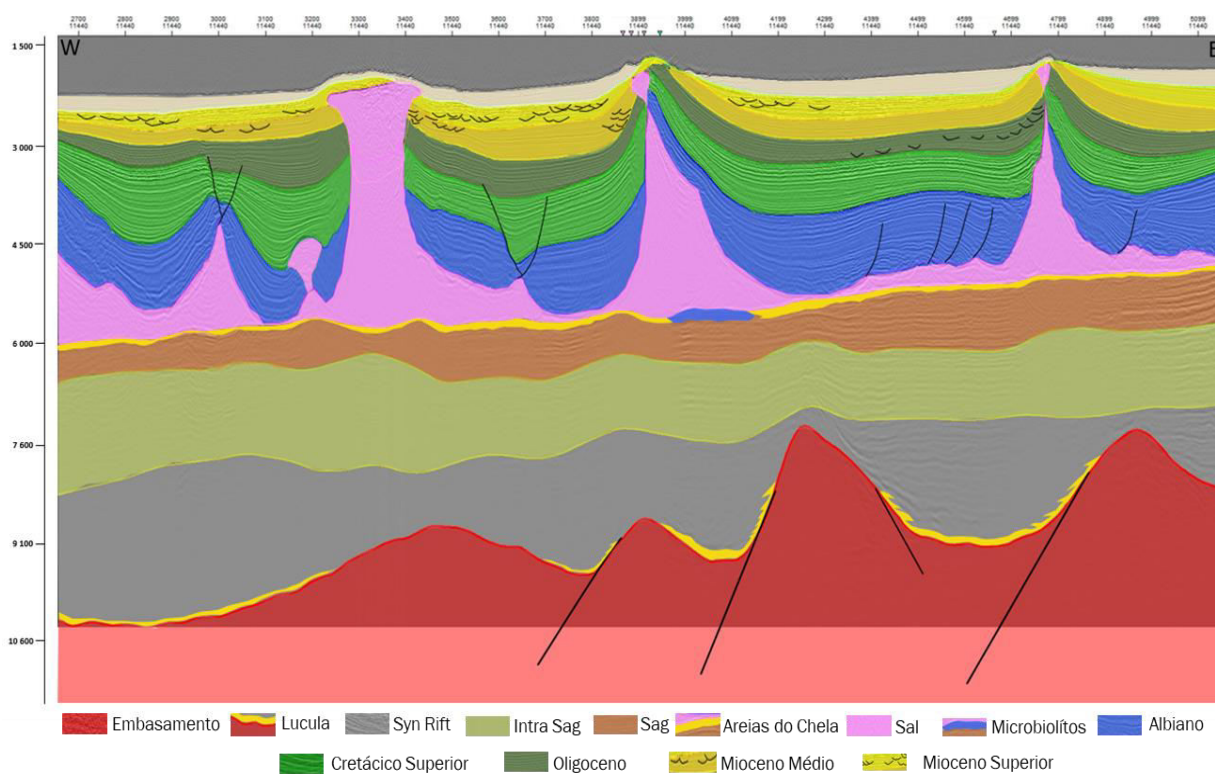


Figura 2 - Modelo Geológico do Bloco 34

A **Unidade Pré-Salífera** é caracterizada por um sistema de falhas normais no embasamento, formando estruturas do tipo *Horsts* e *Grabens*. Nos *grabens* instalou-se um sistema de lagos profundos, típicos de ambientes anóxicos que proporcionaram a deposição de sedimentos sapropélicos que contribuíram assim para a acumulação e preservação da matéria orgânica na Formação Bucomazi, constituindo a principal rocha

geradora do Pré-sal. No topo dos *Horsts*, depositaram-se os carbonatos lacustres da Formação Toca, o principal reservatório a este nível. Nos flancos dos *Horsts* estão depositados sedimentos areníticos em formato *pinchout* contra os planos de falhas e no fundo dos *Grabens*, os arenitos da Formação Lucula conhecidos como prováveis reservatórios.

No início do Apciano, com as primeiras incursões marinhas e elevadas temperaturas, desenvolveu-se um sistema deposicional lagunar, com a deposição de uma camada de sal, a Formação Loeme. Esta camada é bem representada no modelo e apresenta uma espessura variável, funcionando como selo para os reservatórios do Pré-sal e contribui para estruturação do Pós-sal. A possível existência de algumas janelas de sal poderá facilitar a migração de óleo do Pré-sal para o Pós-sal.

A **Unidade Pós-Salífera** está constituída por sedimentos influenciados pela tectónica salífera, formando falhas do tipo lítricas e estruturas em formato de carapaça de tartaruga. A secção Pós-sal apresenta o *play* Albiano composto por carbonatos e estruturas do tipo raft e *play* Oligo-Mioceno constituído por canais turbidíticos.

A secção Albiano rica em matéria orgânica apresenta-se bem desenvolvida nas zonas ultraprofundas da Bacia que foi penetrada pelo poço de exploração Jinguinga-1 do Bloco 33, e provavelmente poderá desempenhar um papel fundamental nas estruturas de carregamento de hidrocarboneto dentro do Bloco 34.

O Oligo-Mioceno (Formação Malembo) é responsável por um grande número de acumulações nas fossas Terciárias e também nos complexos de canais turbidíticos.

3. Histórico de Exploração do Bloco

O Bloco teve o início de exploração em 2001, com o Grupo Empreiteiro constituído pela Sonangol P&P (20%) (Operadora), Statoil Hydro (50%), Petrobras (30%). O primeiro período de exploração foram de 4 (quatro) anos e teve como objectivo principal o Terciário (Oligoceno e Mioceno).

A primeira cobertura sísmica no Bloco foi adquirida pela WesternGeco na década de 1980 que cobriu uma área de 2 500 km de sísmica 2D, cujo objectivo foi de identificar estruturas a nível da base do Pré-sal. Como os resultados foram pouco satisfatórios devido a complexidade da geometria salífera, houve a necessidade de se fazer a segunda aquisição em 1999 onde foram adquiridos um total de 3 700 km² de sísmica 3D multicliente pela PGS. Ainda no período 1999-2000 fez-se um processamento PSTM (Post-stack Time Migration) das partes Norte & Sul, sendo que os dados sísmicos 3D disponíveis não cobriam a Parte SW e E do Bloco (fig.3). A sísmica 3D não foi processada para o Pré-sal porque tem limitação de imagem. Em 2009 foi efectuado um processamento Kirchhoff PSDM (Pre-Stack Deph Migration) em todo Bloco.

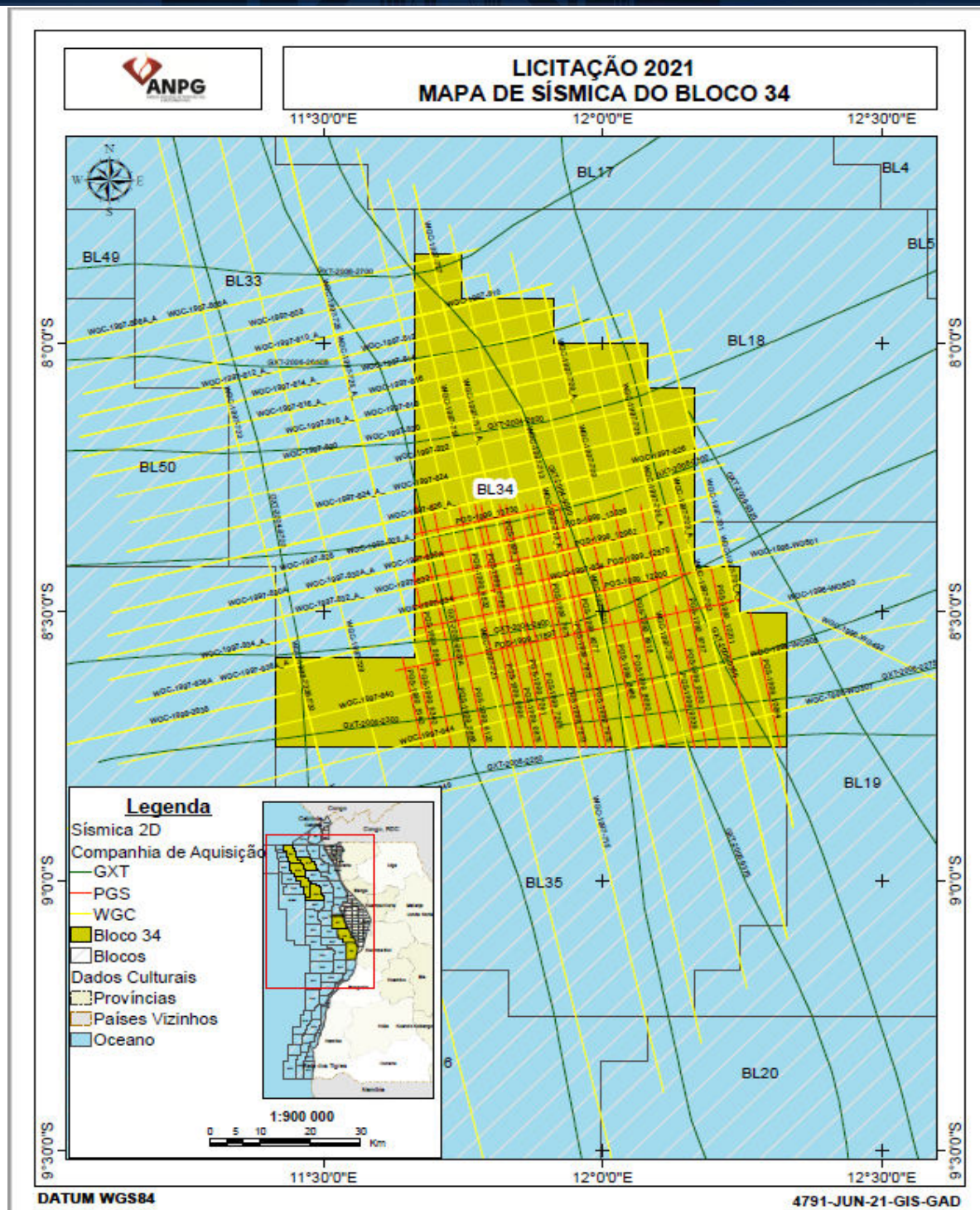


Figura 3 - Distribuição da Sísmica 2D Existente

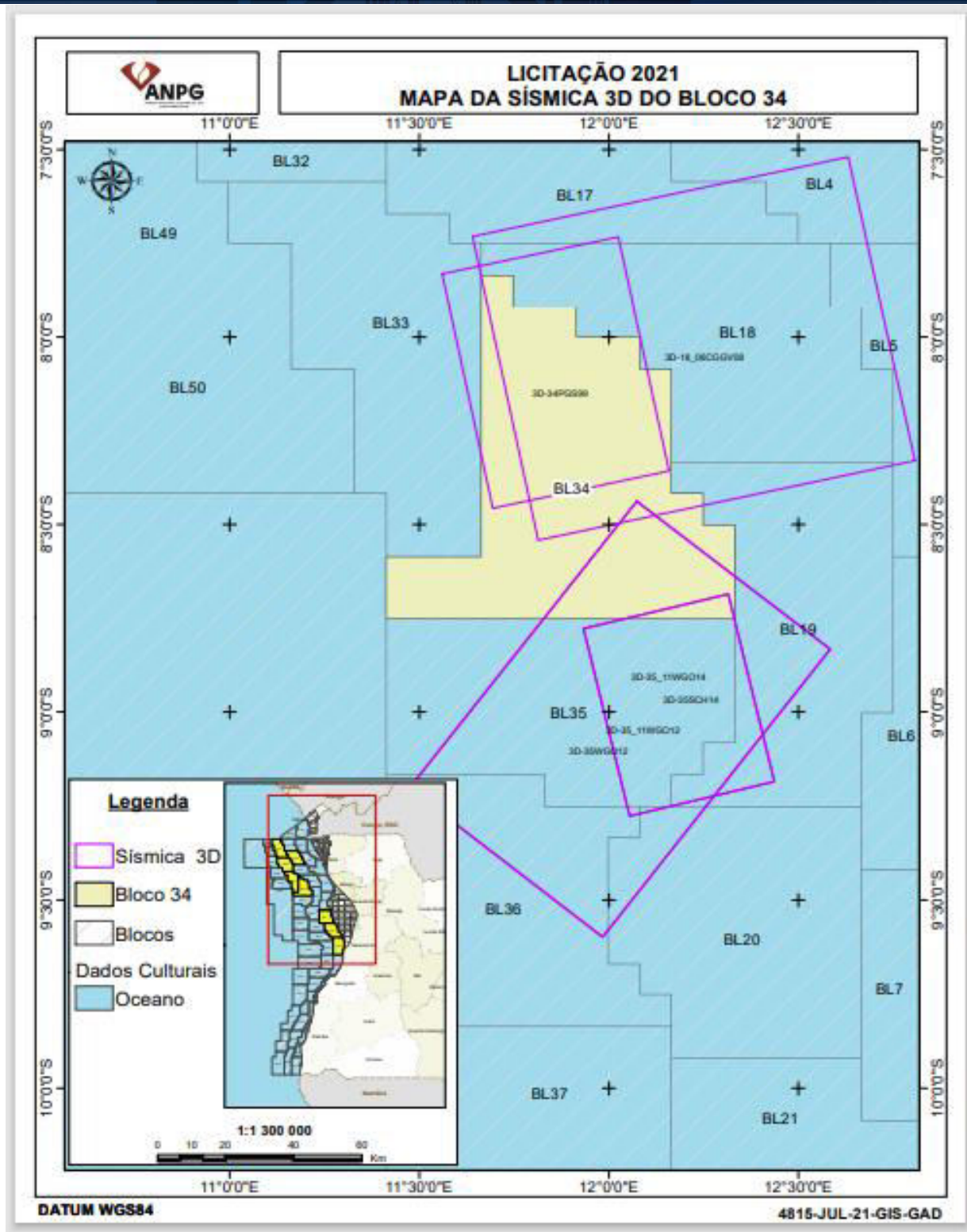


Figura 4 - Distribuição da Sísmica 3D Existente

3.1 Poços de Exploração

No decorrer da fase de Exploração, foram perfurados 2 poços conforme a tabela abaixo. O poço N´Gandu-1 perfurado em 2003, apresentou amostras de gás, e o poço N´Demba-1, foi perfurado em 2002, teve como resultado seco. A justificação para o resultado do insucesso obtido neste poço, deve-se a uma possível má alocação do poço, para tal, sugerimos que se faça uma reavaliação na área Noroeste.

Table 1 - Tabela dos Poços Perfurados no Bloco 34

Poço	Data de Perfuração	TD (m)	Objectivos	Resultado
Ndemba-1	24 /03/2002	4539	Oligoceno /Mioceno	Seco
Ngandu-1	12 /09/2003	3269	Oligoceno	Gás

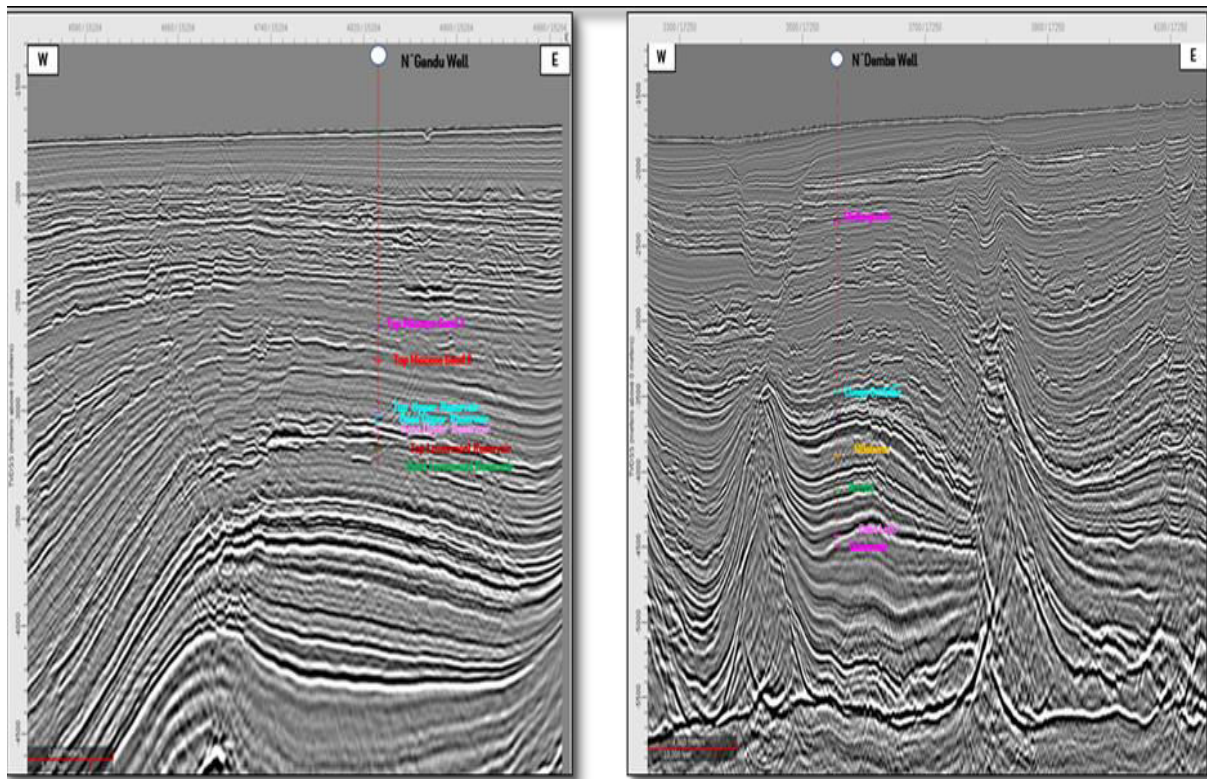


Figura 5 - Localização dos poços Ndemba-1 & Ngandu-1 na Secção Sísmica

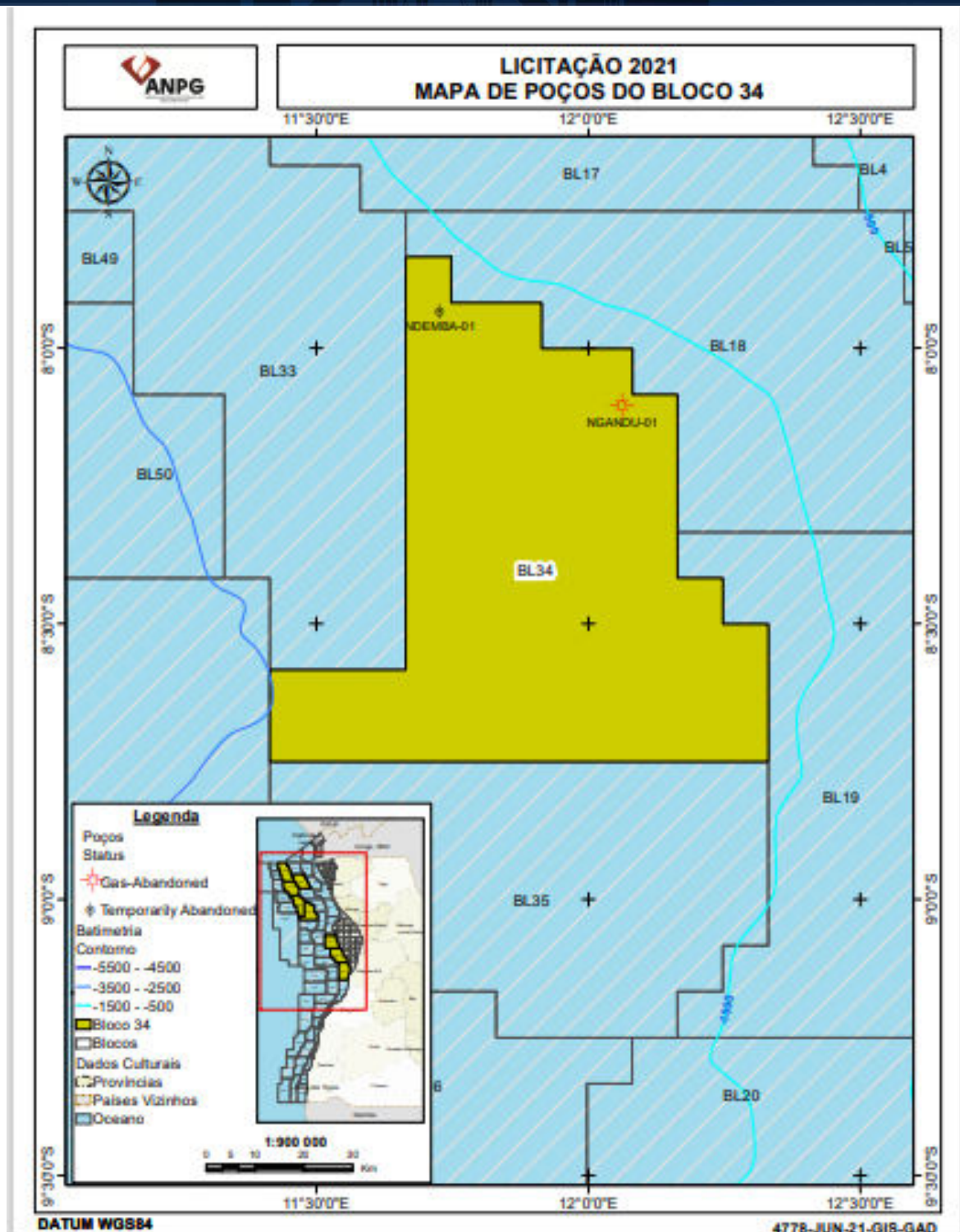


Figure 6 - Mapa de Localização dos Poços Perfurados

4. Sistema Petrolífero

Com base nos resultados dos poços perfurados na Bacia e análise de amostras laboratoriais foi possível determinar a litoestratigrafia e fazer a descrição do sistema petrolífero nas duas mega sequências (Pré e Pós-Sal). No poço N'gandu-1 foi encontrado indício de gás o que sugere a funcionalidade do sistema petrolífero.

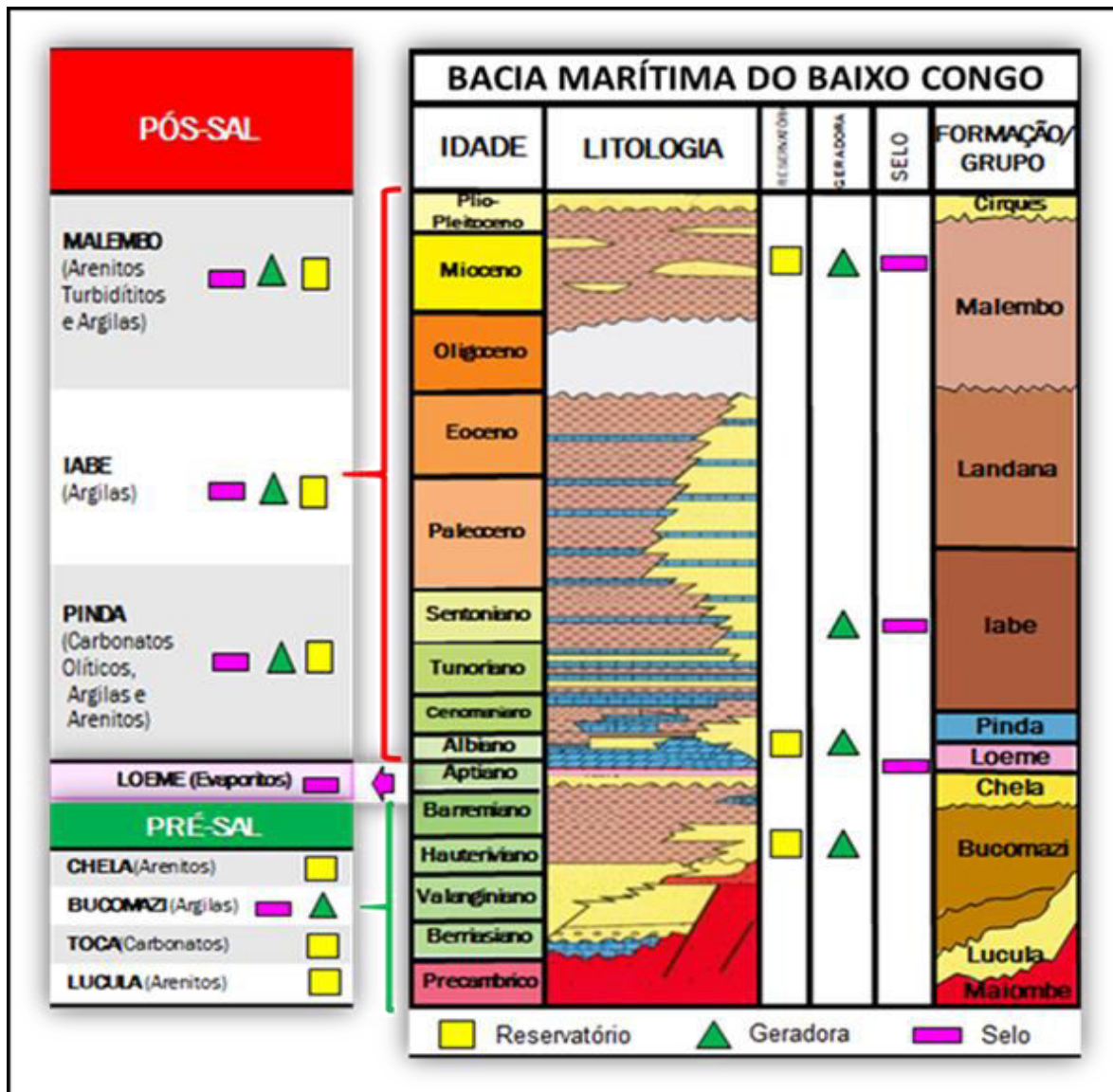


Figure 7 - Coluna Litoestratigráfica

- **Sequência Pré-Salífera**

Rocha Geradora

A rocha geradora de hidrocarboneto da sequência Pré-sal é o resultado da sucessiva acumulação de matéria orgânica, argilas e siltes de natureza lacustre e fluvial. Assim sendo, a rocha geradora do Bloco 34 é a formação Bucomazi de idade barremiano-Aptiano constituída por argilitos ricos em matéria orgânica. Na base e topo da Formação Bucomazi a percentagem de TOC varia entre 2-3%, no entanto na zona intermédia da Formação a percentagem média de TOC é de 5%, podendo atingir um valor máximo de 20% (Beglinger, et al., 2012)

Rocha Reservatório:

O reservatório do Pré-sal são os arenitos da Formação Chela, arenitos basais da Formação Lucula de idade Neocomiano, e os carbonatos do tipo coquinha da formação Toca de idade Barremiano- Aptiano

Rocha de Cobertura:

A rocha de cobertura é o sal da Formação Loeme.

Armadilha

As armadilhas presentes no Bloco são estruturais e estratigráficas, com fechamento em 4 direcções na base do sal e fechamento em 3 direcções contra o alto do embasamento e Pinch-outs.

- **Sequência Pós-Salífera**

Rocha Geradora

As rochas geradoras Pós-sal são de natureza marinha sendo a principal a Formação labe, do Cretácico superior (Calcário e Argilas) com alto teor de matéria orgânica também possivelmente a rocha de origem Albiana ou do pré sal.

Rocha Reservatório

Os reservatórios no Pós-sal têm a configuração de vales com declive e complexo de dique de canal confinado, e complexo de canais fracamente confinado. A presença do

reservatório foi confirmada pelos arenitos de águas profundas e pelos turbiditos do Oligoceno e Mioceno da Formação Malembo.

Rocha de Cobertura

A rocha de cobertura na unidade Pós-salífera são os folhelhos intraformacionais das Formação Malembo e os diápiros de sal nos flancos.

Armadilha

As armadilhas presentes são combinadas (estratigráficas e estruturais).

5. Oportunidades de Exploração

5.1 Leads

Depois da integração e análise dos dados, bem como a interpretação sísmica e geração de mapas, permitiram identificar vários leads, dentre os quais, apresentamos 6 leads, conforme a tabela abaixo e o mapa.

Table 2 - Leads do Bloco 34

Leads	Objectivo	Área(km ²)	Recursos (MMBO)
Lead 1	Mioceno médio	112	563
	Oligoceno	92	
	Albiano inferior	101	
Lead 2	Oligoceno	16	69
Lead 3	Oligoceno	64	252
	Albiano inferior	76	
Amazon	Mioceno medio	116	858
	Oligoceno	154	
Lead 4	Neocomiano	123	2016
Lead 5	Barremiano	594	6527
	Barremiano	347	11178
TOTAL			21463
STOPIP (MMBO) do Pré-Sal			19721

STOOIP (MMBO) do Pós-Sal

1742

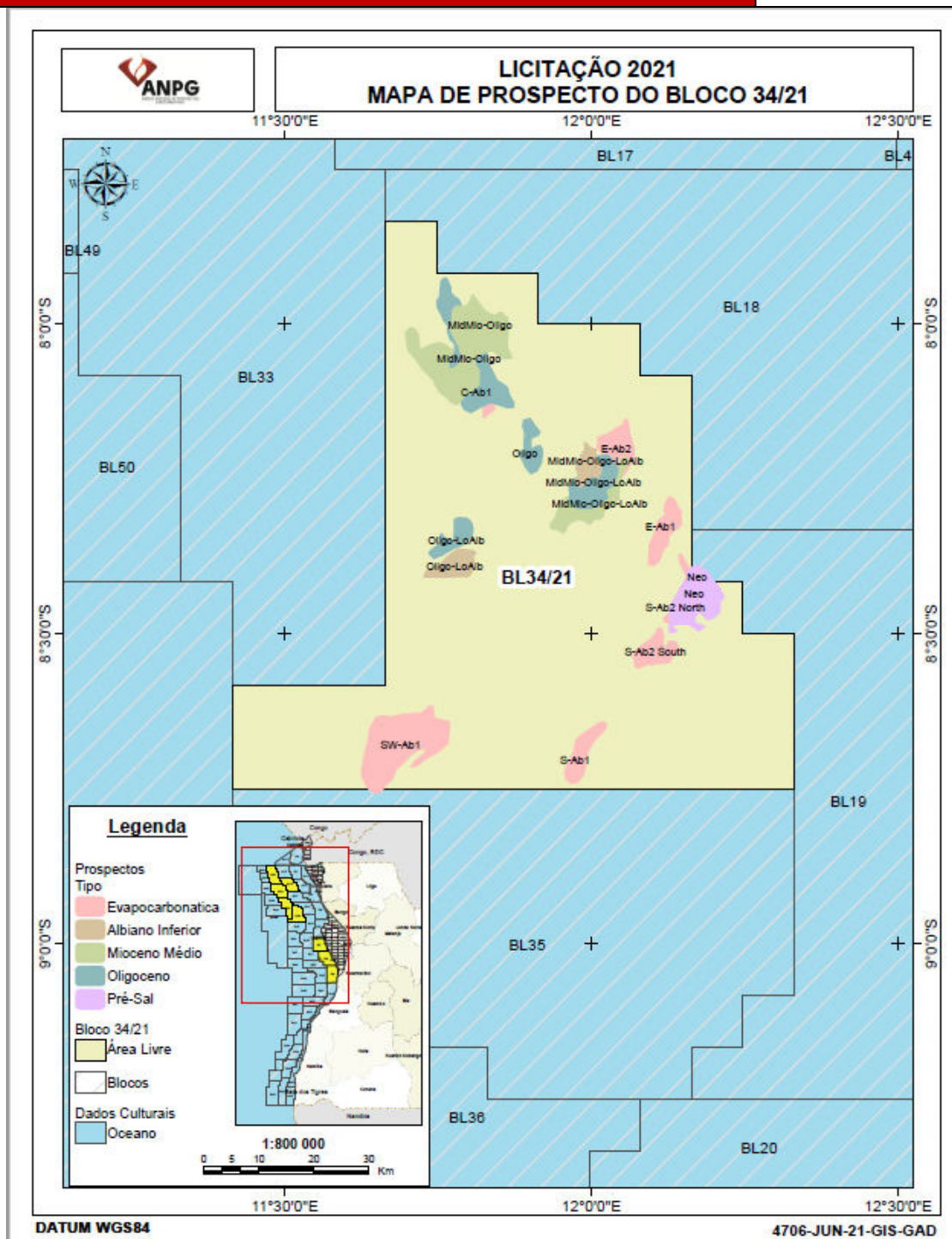


Figura 8 - Mapa de Leads do Bloco 34

Lead - Amazon (Oligoceno)

O Lead Amazon tem uma área de 154 km² e apresenta um reservatório clástico marinho com fechamento em 3 direções associada a estrutura do sal.

O mesmo apresenta uma armadilha estratigráfica e com volumes estimados de STOOIP **858 MMBO**.

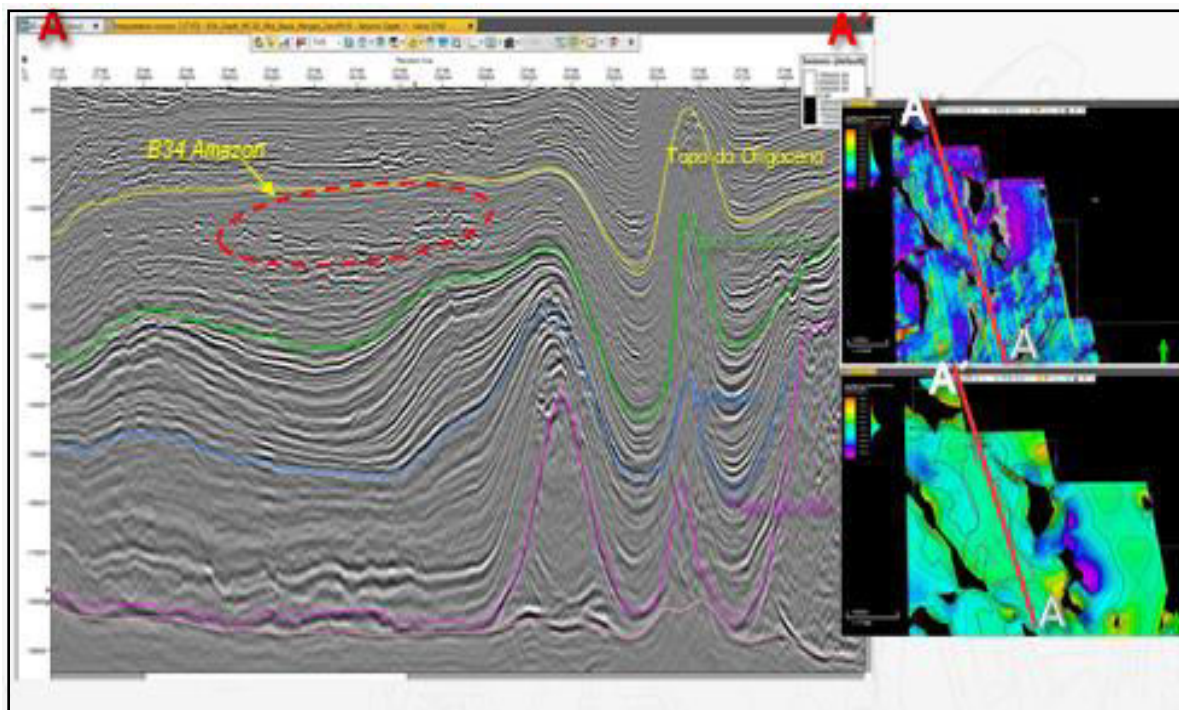


Figure 9 - Lead Amazon no Oligoceno

Lead 3- Pós-sal (Albiano Inferior)

O Play Albiano Inferior apresenta uma área de 76 km² e foi verificado um reservatório de carbonato Oolítico com fechamento em 4 direções e fortes amplitudes na crista da estrutura. Este *lead* tem um volume de **252 MMBO**.

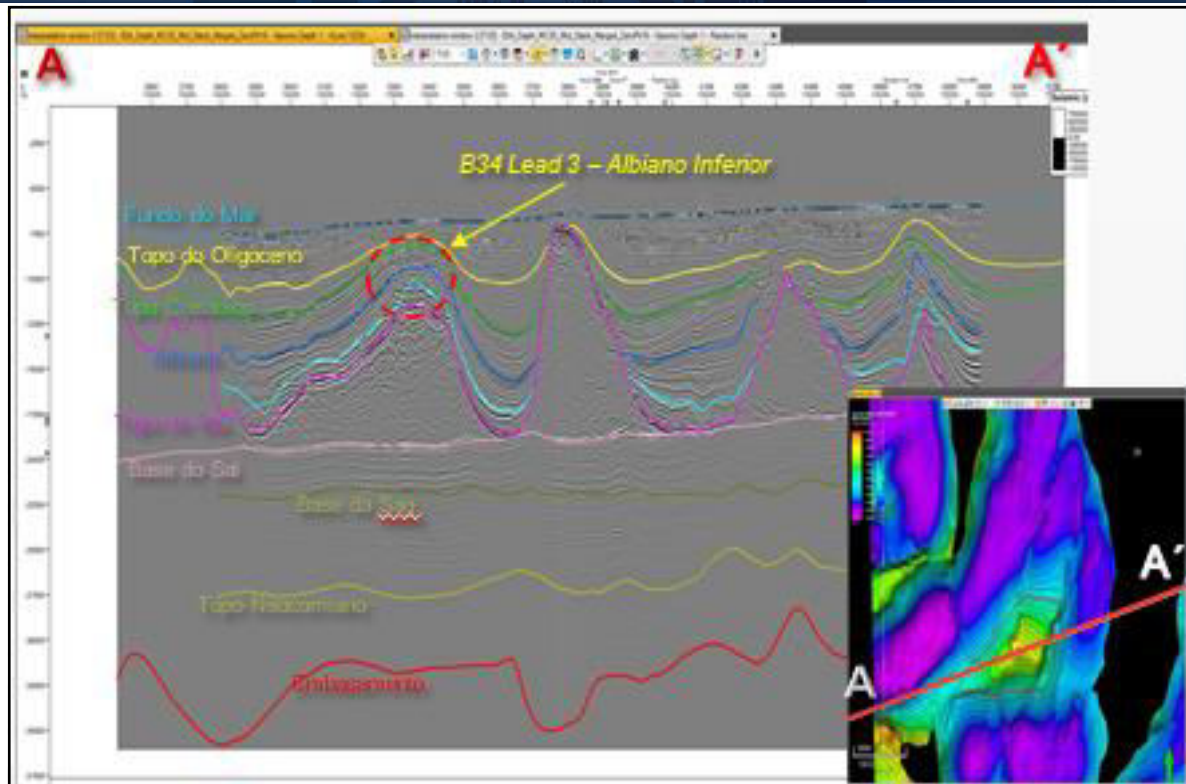


Figure 10 - Lead 3 no Albiano Inferior

Lead 4- Pré-sal (Neocomiano)

O lead do Neocomiano com uma área de 123 km², apresenta um reservatório arenítico da formação Lucula, com fechamento em 4 direções e com um volume estimado STOOIP 2016 MMBOE.

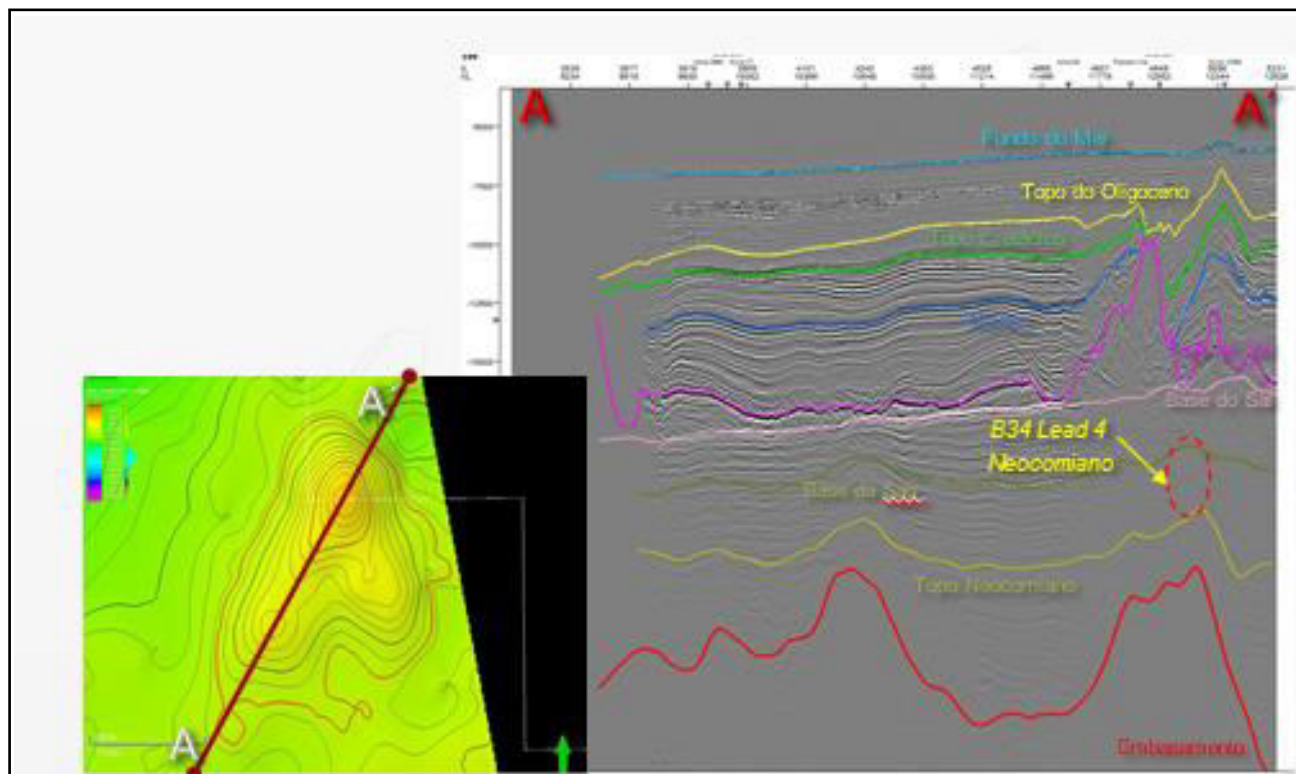


Figure 11 - *Lead 4* no Neocomiano