



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 33



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 33

Índice

Lista de Figuras.....	3
Lista de Tabelas	3
SUMARIO EXECUTIVO	4
1. Localização Geográfica	5
2. Enquadramento Geológico.....	6
3. Histórico de Exploração do Bloco	7
3.1 Poços de Exploração	10
4. Sistema Petrolífero.....	12
5. Oportunidades de Exploração.....	14
5.1 Prospectos Identificados	14

Lista de Figuras

Figura 1-Localização do Bloco 33.....	5
Figure 2 - Modelo Geológico do Bloco 33	6
Figure 3 - Distribuição da Sísmica 2D Existente.....	8
Figure 4 - Distribuição da Sísmica 3D Existente.....	9
Figure 5 - Localização Geográfica dos Poços perfurados	11
Figure 6 - Coluna Litoestratigráfica do Bloco 33	12
Figure 7 - Localização Geografica dos Leads	15
Figure 8 - Lead 1	16
Figure 9 - Lead 2	17

Lista de Tabelas

Table 1 - Poços de Pesquisa Perfurados no Bloco 33	10
Table 2 - Oportunidades de Exploração do Bloco 33	14

Sumário Executivo

O portfólio das oportunidades descreve as características gerais do Bloco 33, apresentando os principais aspectos geográficos, geológicos e geofísicos desde o histórico de exploração, sistema petrolífero e uma série de oportunidades de exploração identificadas pelos grupos empreiteiros que nele operaram, bem como, pela equipa da ANPG/DEX. Essa caracterização é resultante do levantamento e enquadramento de dados pré-existentes bem como da elaboração de trabalhos técnicos a partir da interpretação sísmica e de modelos geológicos.

O Bloco 33 está localizado na Bacia marítima do Baixo Congo, limitado a Norte pelos Blocos 32 e 17, a Este e Sul pelo Bloco 34 e a Oeste pelos Blocos 49 e 50, tendo uma área total de 4 900 km².

No período 2005-2014 a TOTAL ganhou o direito de exploração da área de desenvolvimento Calulu. Em 2008, ano de relacionamento do Bloco 33 (Calulu PDA), onde o grupo empreiteiro era constituído pela ESSO (55%), FALCON OIL (15%), GALP (5%), NIR (5%) e SONANGOL P&P (20%). Em Agosto de 2019 foi assinado a inclusão do Bloco 33 a adenda do Bloco 34.

Durante a fase de exploração do Bloco, foram adquiridos pela ESSO aproximadamente 2 570 Km sísmica 2D e 4 601 Km² de sísmica 3D e pela TOTAL foram adquiridos 2 763 km² de sísmica 3D. Foram perfurados 5 poços de pesquisa pela Chevron, nomeadamente: Funge-1 (2002) com objectivo nos Oligoceno e Eoceno, cujo resultado foi seco; Calulu-1 (2004) descoberta e testado 3000 b/d no Mioceno; Muteta-1 (2004) *Wildcat*, poço seco; Jinguinga-1 e Muzongue-1, perfurados em 2005, ambos com resultados secos.

Após a aquisição da parte Nordeste do Bloco pela Total, foi provisoriamente garantida a área de desenvolvimento Calulu, e 2013 (P&A) foi perfurado um poço com descoberta de óleo não comercial Sumate-1, cujos objectivos foram o Oligoceno Superior e o Mioceno Inferior.

Além dos 4 projectos existentes, foram igualmente identificados pela equipa da Licitação, 2 prospectos a nível do Bloco nomeadamente: prospecto 3 e prospecto 4 nos plays do Pré e Pós-sal respectivamente, todos eles com recursos estimados de STOOIP 570 MMBO.

1. Localização Geográfica

O Bloco 33 está localizado na Bacia marítima do Baixo Congo, compreende uma área de 4 900 Km² e uma lâmina de água que varia entre 2 000 à 2 500 m de profundidade. Encontra-se limitado a Norte pelos Blocos 32 e 17, a Este e Sul pelo Bloco 34, e a Oeste pelos Blocos 49 e 50.

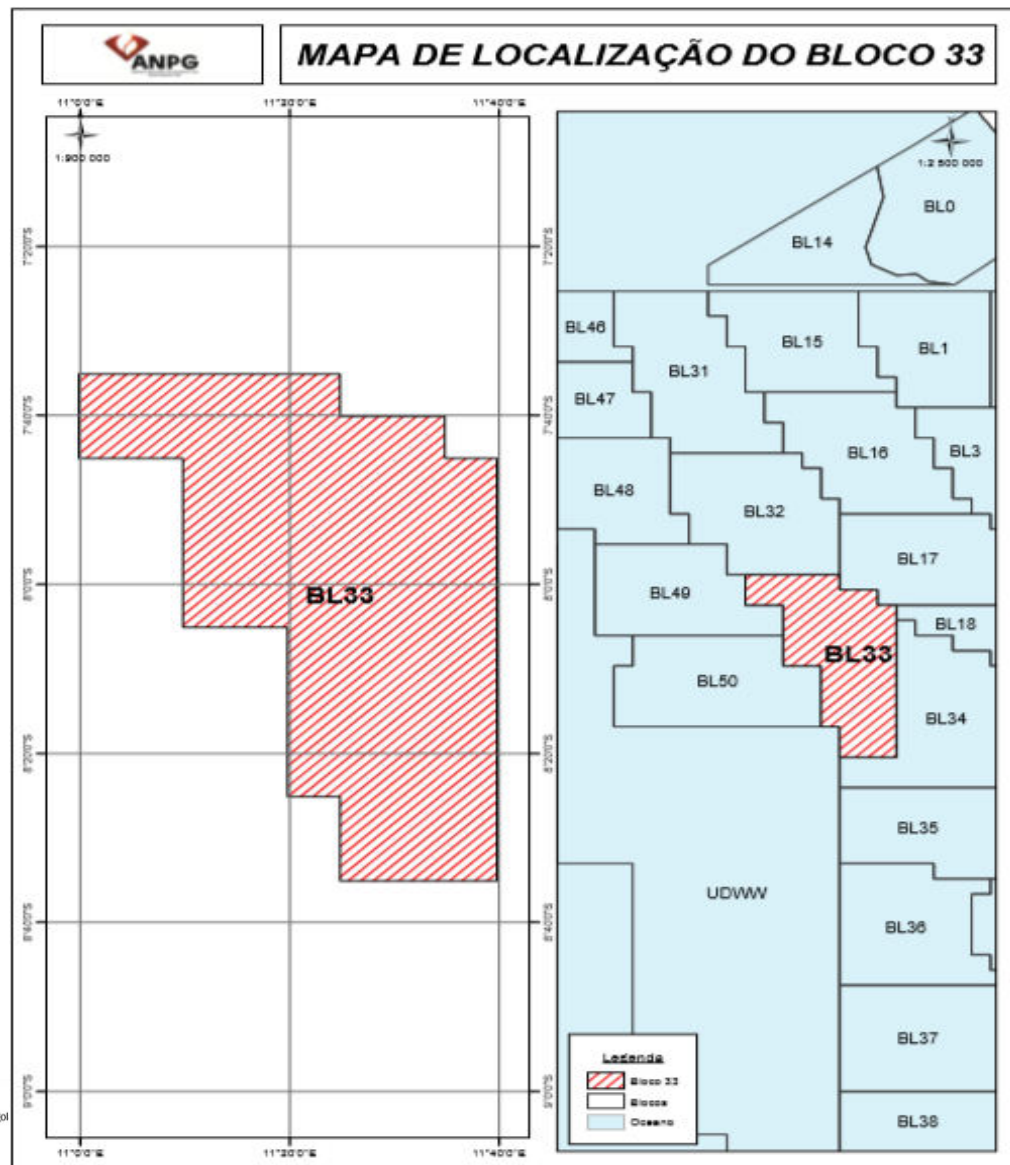


Figura 1-Mapa de localização do Bloco 33

2. Enquadramento Geológico

O Bloco 33 faz parte das águas profundas da Bacia marítima do Baixo Congo e a sua história sedimentar, é caracterizada por variações paleoambientais, entre ambientes continental, transicional e marinho, na qual se evidenciam duas (2) unidades litoestratigráficas:

- Unidade Pré-Salífera
- Unidade Pós-Salífera

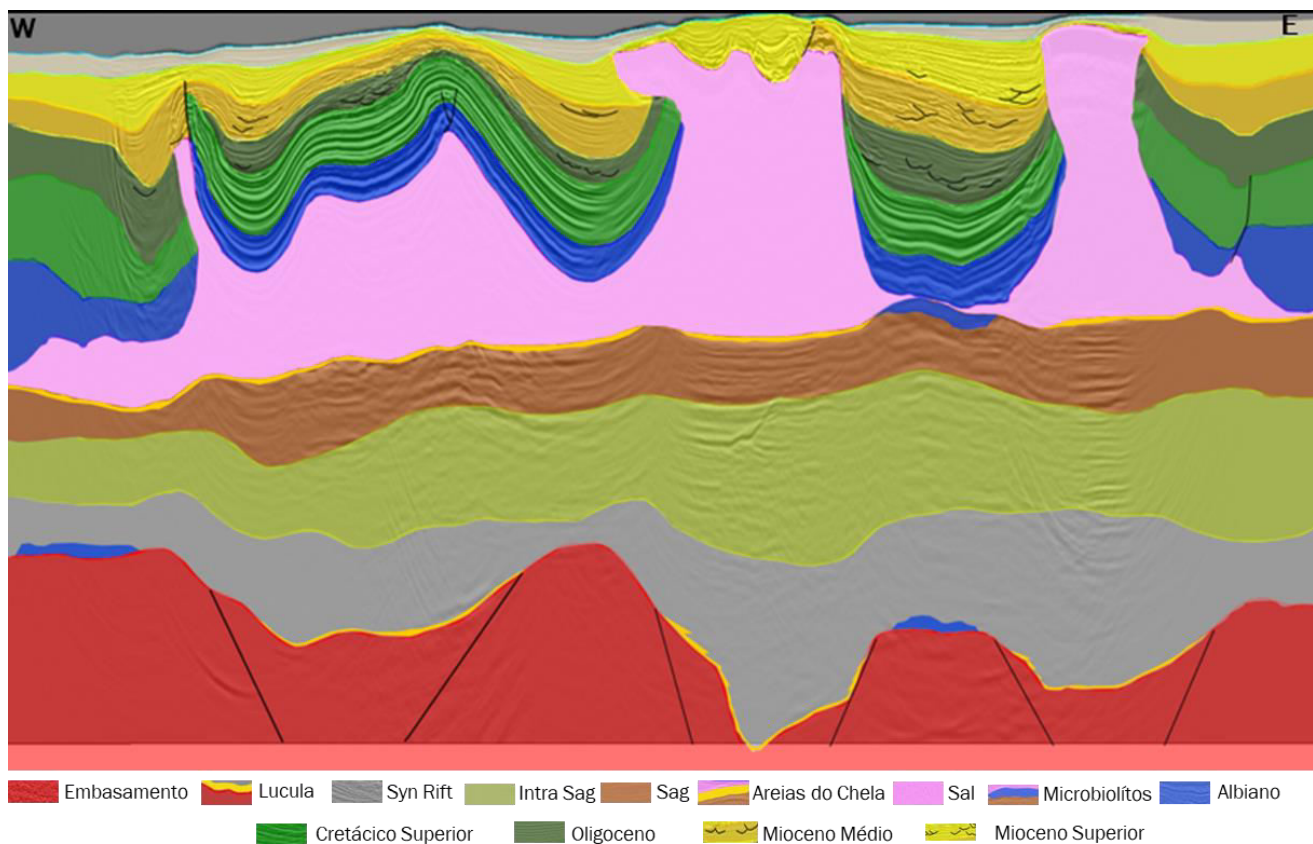


Figura 2 - Modelo Geológico do Bloco 33

A **Unidade Pré-Salífera** é caracterizada por um sistema de falhas 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 para a acumulação e preservação da matéria orgânica (Formação Bucomazi), constituindo a principal rocha geradora do Pré-sal. No topo dos *Horsts*, depositaram-se os carbonatos lacustres da Formação Toca, e nos flancos estão depositados sedimentos areníticos em formato *pinchout* contra planos de falhas constituindo prováveis reservatórios, Formação Erva.

A camada de sal apresenta uma grande espessura, com presença de diapiros e domos, podendo servir de selo para os reservatórios do Pré-sal e contribuir para estruturação do Pós-sal.

Pode haver possibilidade e existir algumas janelas de sal o que pode significar migração de óleo do Pré-sal para o Pós-sal.

A **Unidade Pós-Salífera**, a nível do Albiano é caracterizada por uma grande estruturação com a presença de falhas de crescimento Syndeposicionais e anticlinais, resultantes da halocinese e sobrecarga sedimentar promovendo a formação de possíveis *rafts* tectónicos e muros de sal.

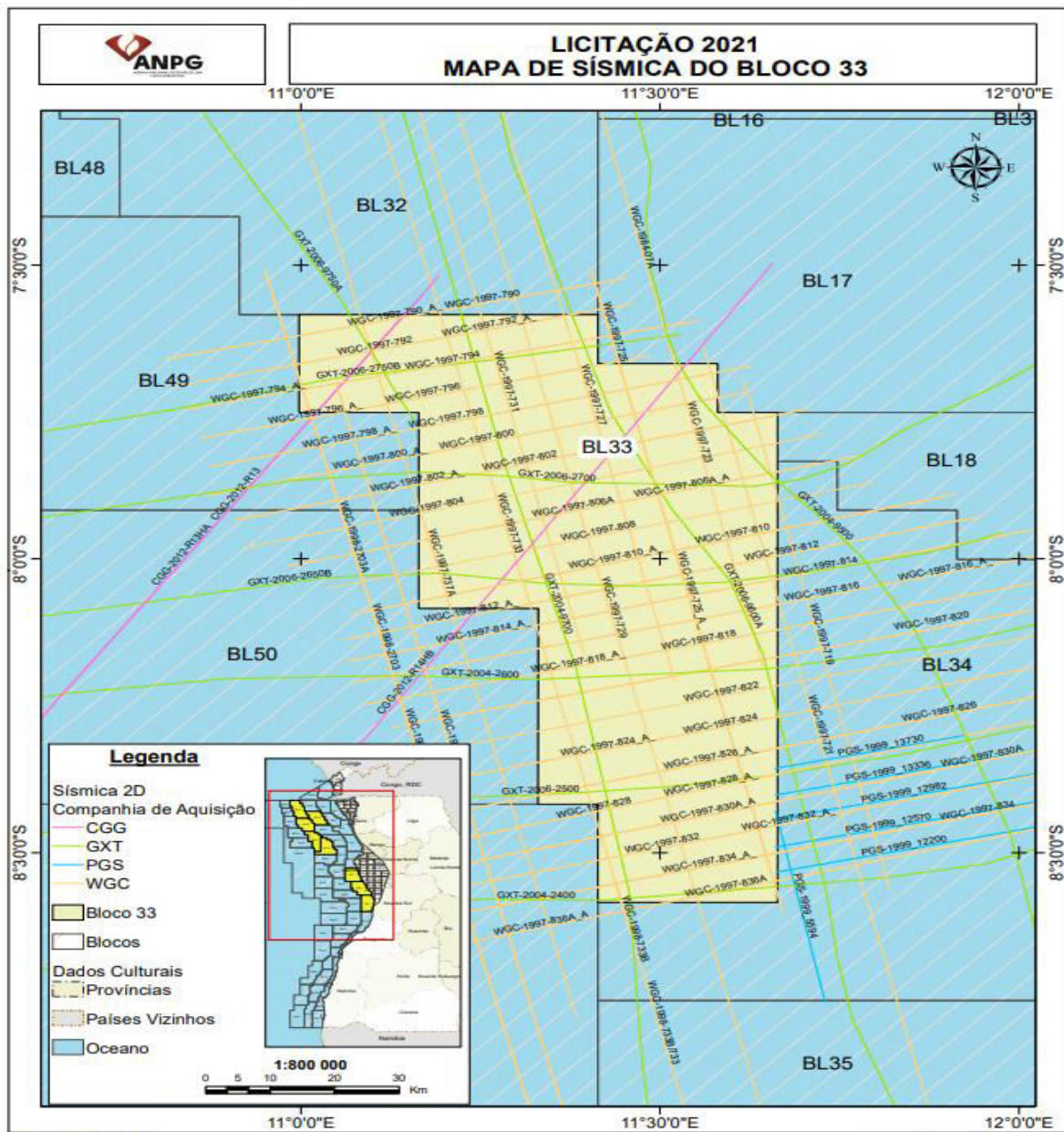
O Cretácico Superior é caracterizado por falhas resultantes do movimento do Sal. O Terciário é pouco falhado com uma sedimentação clástica onde podemos encontrar possíveis reservatórios constituídos por canais turbidíticos da idade Oligo-Miocénico.

3. Histórico de Exploração do Bloco

No período 2005-2014 a TOTAL ganhou o direito de exploração da área de desenvolvimento Calulu. Em 2008, ano de relançamento do Bloco 33 (Calulu PDA), o grupo

era empreiteiro constituído pela ESSO (55%), FALCON OIL (15%), GALP (5%), NIR (5%) e SONANGOL P&P (20%). Em Agosto de 2019 foi assinado a inclusão do Bloco 33 a adenda do Bloco 34.

No Bloco existe um poço perfurado pela Total Sumate-1. Sendo o objectivo principal o *play* Terciário (Oligo-Mioceno). Relativamente a sísmica, o Bloco tem cobertura de aproximadamente 2 570 Km de sísmica 2D e 7 364 km² de sísmica 3D ilustrados nos mapas abaixo (Fig.3 e Fig.4).



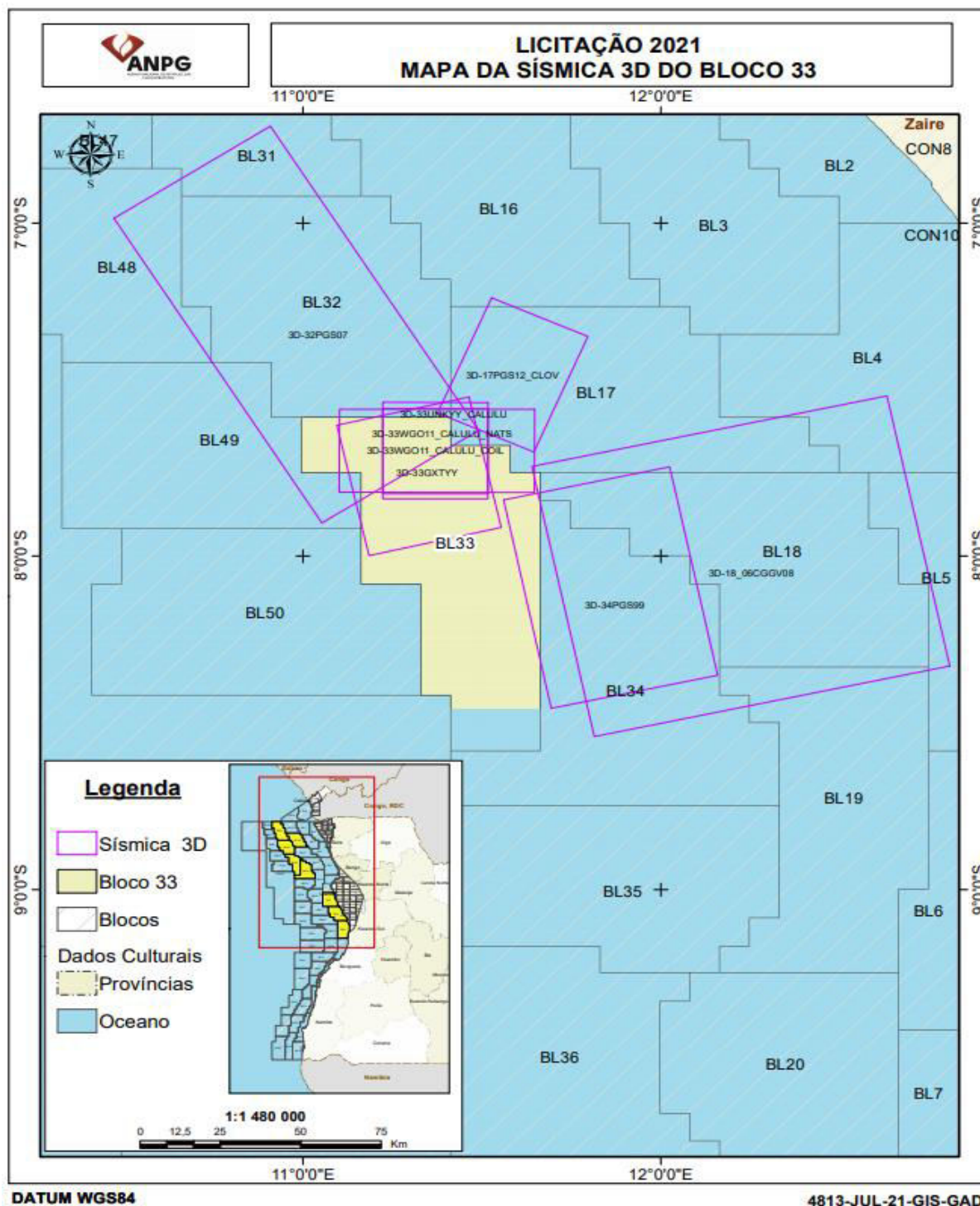


Figura 4 - Distribuição da Sísmica 3D Existente

3.1 Poços de Exploração

Foram perfurados 6 (seis) poços no Bloco, dos quais 5 (cinco) de pesquisa: Muteta-1 (Seco), Funge-1 (Seco), Muzongué-1 (Seco), Jinguinga-1 (Seco), Calulu (Poço comercial) e um poço de exploração na AD Calulu: Sumate-1.

Operador	Poço	LÂMINA DE ÁGUA(M)	TD(M)	RESERVATÓRIO	RESULTADO
ESSO	Calulu-1	2015	3600	Mioceno, Oligoceno	Óleo
TOTAL	Sumate-1	1698	2889	Mioceno, Oligoceno	Não comercial
ESSO	Jinguinga-1	1956	3739	Albiano Inferior	Seco
ESSO	Funge-1	1787	3922	Oligoceno	Seco
ESSO	Muteta-1	1983	3432	Mioceno Inferior	Seco
ESSO	Muzongue-1	2130	3550	Mioceno Inferior- Oligoceno	Seco

Tabela 1 - Poços de Pesquisa Perfurados no Bloco 33

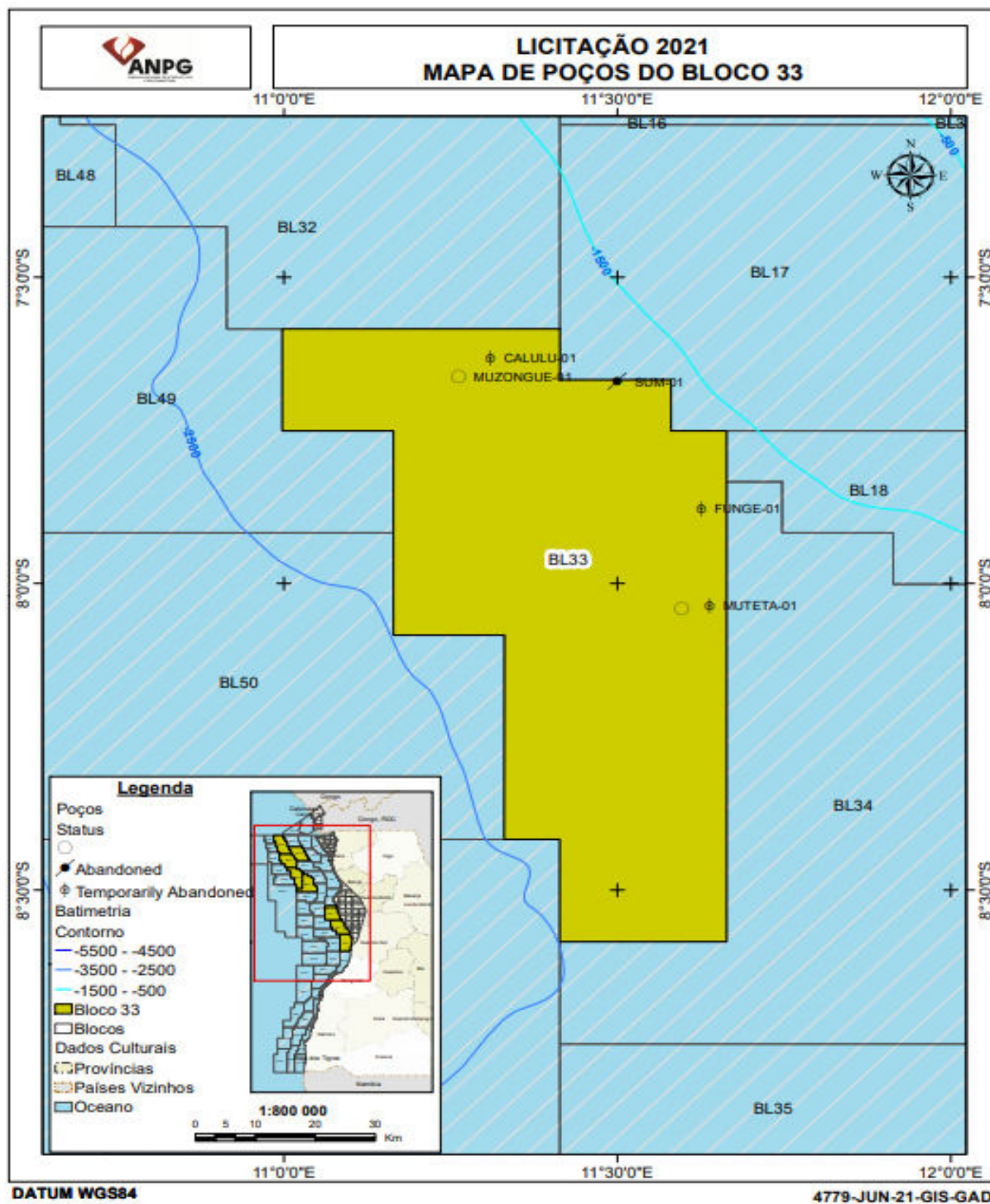


Figura 5 - Localização Geográfica dos Poços Perfurados

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 seqüências (Pré e Pós-Sal).

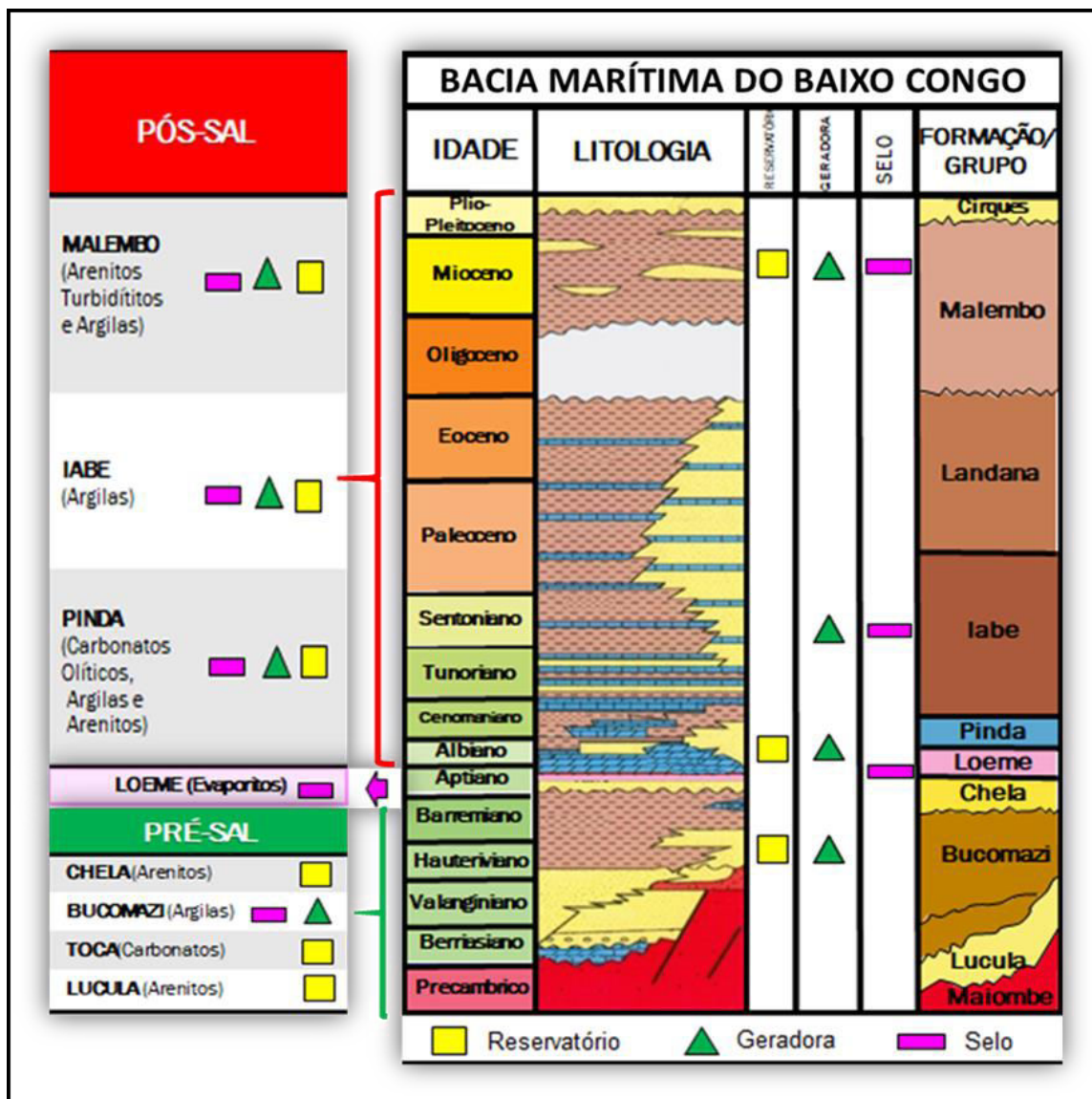


Figura 6 - Coluna Litoestratigráfica do Bloco 33

- Sequência Pré-Salífera

Rocha Geradora

Constituída predominantemente por argilas ricas em matéria orgânica da Formação Bucomazi.

Rocha Reservatório:

Rocha carbonáticas do tipo microbiolíticos de idade Barremiana, da Formação Chela, areias da Formação Lucula depositados no fundo dos *grabens*, bem como as areias da Formação Erva nos Flancos dos *Horsts*.

Rocha de Cobertura:

Espessas camadas de Evaporitos da Formação Loeme e argilas intraformacionais da Formação Lucula.

Armadilha

Combinada (estrutural e estratigráfica).

- Sequência Pós-Salífera

Rocha Geradora

As argilas da Formação labe constituem a principal rocha geradora, compostas por calcários e argilas com um grande teor de matéria orgânica a nível do Cretácico Superior. As fácies argilosas da Formação Pinda podem ser potenciais geradoras de hidrocarbonetos para o Pós-sal.

Rocha Reservatório

Rochas carbonáticas da Formação Catumbela a nível do Albiano bem como os canais turbidíticos do Oligoceno da Formação Malembo.

Rocha de Cobertura

Argilas intraformacionais das Formações labe, Lândana e Malembo.

Armadilha

Combinadas (estrutural e estratigráfica).

5. Oportunidades de Exploração

5.1 Prospectos Identificados

Depois da integração e análise dos dados, bem como a interpretação sísmica e geração de mapas, permitiram identificar 6 leads a nível do Terciário, conforme a tabela abaixo.

Tabela 2 - Oportunidades de Exploração do Bloco 33

Bloco	Prospecto	Objectivo	RECURSOS (MMBO)	POS (%)
33	1	Chela_Cuvo	72	10
	2	Neocomiano	100	9
	3	Oligoceno	186	22
	4	Barremiano	70	/
	5	Chela_Cuvo	72	10
	6 (D16s)	Terciário	70	7
	TOTAL		570	
	STOOIP (MMBO) do Pré -Sal		314	
	STOOIP (MMBO) do Pós -Sal		256	

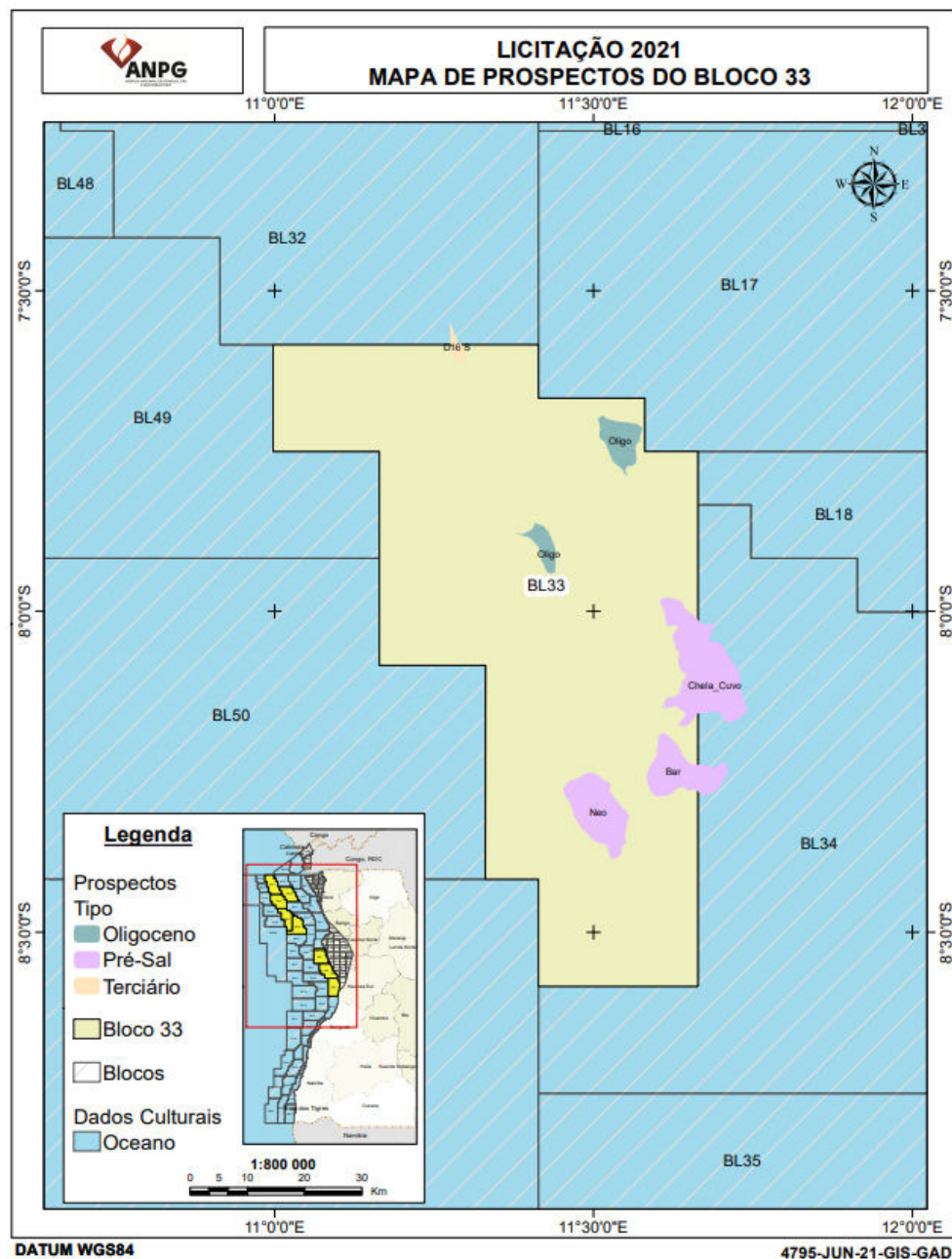


Figura 7 - Localização Geográfica dos Prospectos

Prospecto 4

O prospecto 4 está localizado na parte Sudoeste do Bloco 33 numa lâmina de água de 2 360 m, com fechamento em 4 (quatro) direcções e o seu objectivo são os carbonatos da formação Toca do Cretácico Inferior, tendo como geradora as margas negras ricas em matéria Orgânica da Formação Bucomazi. Os recursos estimados de STOOIP são de 70 MMBO.

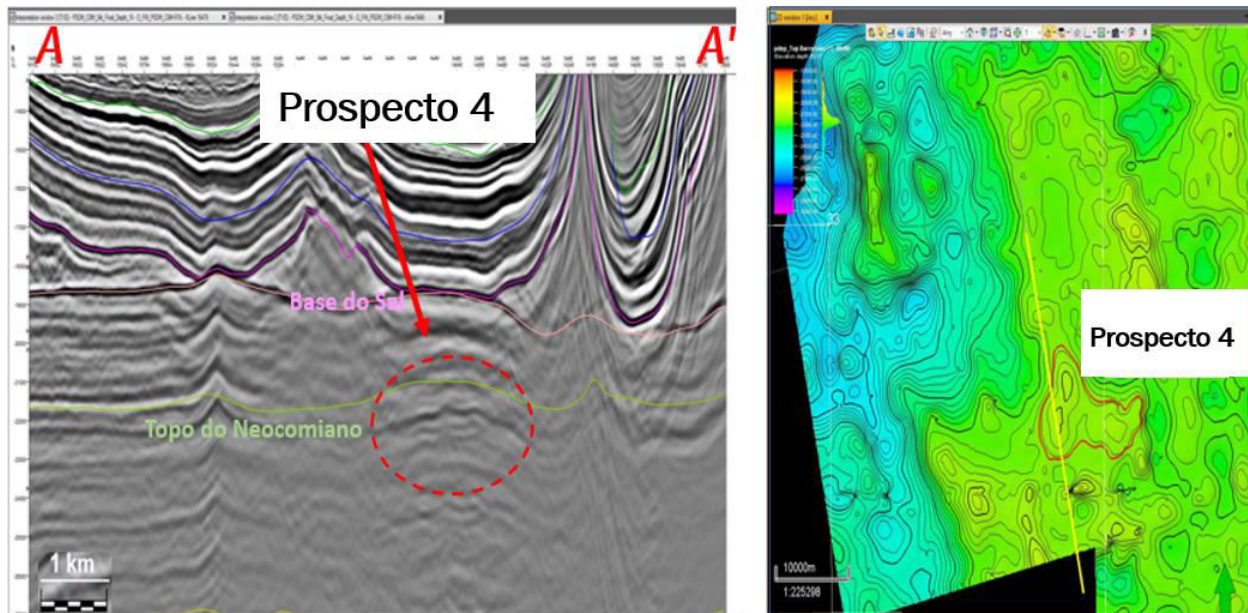


Figura 8 - Prospecto 4

Prospecto 3

O prospecto 3 está localizado na parte Nordeste do Bloco 33 numa lâmina de água de 2 400 m, com fechamento em 4 (quatro) direcções e o seu objectivo são canais Oligocénicos Clásticos. Tem como geradora as margas negras ricas em matéria do pré-sal, devido a possível ocorrência de janelas de sal. Os recursos estimados em STOOIP são de 186 MMBO.

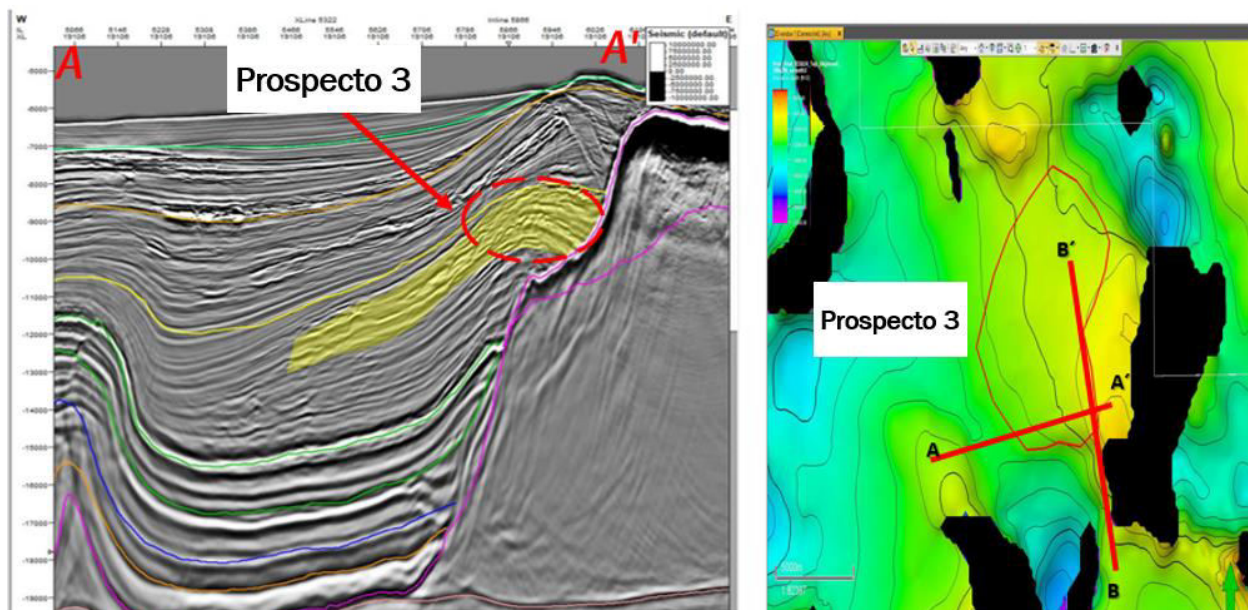


Figura 9 - Prospecto 3