



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 16



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

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	7
3.1 Poços de Exploração	11
4. Sistema Petrolífero	13
5. Oportunidades de Exploração	15
5.1 Prospectos maturados	15
5.2 Leads Identificados (Outras oportunidades)	20

Lista de Figuras

Figura 1 - Mapa de localização do Bloco 16.....	5
Figura 2 - Modelo Geológico do Bloco 16	6
Figura 3 - Distribuição da Sísmica 2D Existente.....	9
Figura 4 - Distribuição da Sísmica 3D Existente.....	10
Figura 5 - Localização Geográfica dos Poços Perfurados	12
Figura 6 - Coluna Litoestratigráfica da Bacia do Congo	13
Figura 7 - Localização Geográfica dos Prospectos	16
Figura 8 - Prospecto Chitumbe.....	17
Figura 9 - Prospecto Curoca	18
Figura 10 - Prospecto Utembo	19
Figura 11 - Linha Sísmica do Prospecto Bengo	19
Figura 12 - Mapa de Leads do Pré-Sal	20
Figura 13 - Linha Sísmica do Lead Omba	21
Figura 14 - Linha Sísmica do Lead Cuchi.....	21

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Poços Perfurados no Bloco 16.....	11
Tabela 2 - Prospectos do Bloco 16.....	15
Table 3 - Leads do Bloco 16.....	20

Sumário Executivo

O portfólio das oportunidades descreve as características gerais do Bloco 16, 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 16 está localizado nas águas profundas da Bacia do Baixo Congo, está limitado a Norte pelo Bloco 15, a Sul pelo Bloco 17, a Este pelos Blocos 1 e 3 e a Oeste pelos Blocos 31 e 32. Ocupa uma área de aproximadamente 4 936.48 km² e uma lâmina de água que vai de 500 à 1 500 m.

A primeira companhia a operar o Bloco 16 foi a Shell no período de 1993 à 1998, tendo perfurado 8 poços, dos quais 5 descobertas não comerciais e 3 poços secos. O contrato de partilha produção com a companhia CNR foi assinado em 2002, e perfurado um (1) poço de exploração (Zenza-1) sendo este considerado descoberta subcomercial de óleo.

No período de 2006 à 2016, o Bloco foi operado pela companhia Maersk, e perfurou sete (7) poços dos quais dois (2) resultaram em descobertas comerciais (Chissonga-1 e Cubal-1), uma (1) descoberta de óleo e gás (Caporolo-1) e uma (1) descoberta não comercial de óleo (Mulavi-1).

Em 2018 a Total adquiriu a parte da Maersk, contudo prescindiu grande parte da área do Bloco, ficando apenas com a área de desenvolvimento Chissonga.

Foram igualmente maturados 6 (seis) prospectos no Bloco a nível do Mioceno e Oligoceno com recursos estimados em STOOIP 755 MMBO, bem como, 10 (dez) *leads* sendo 7 (sete) a nível do Pós-sal e 3 (três) no Pré-sal com recursos estimados em STOOIP 116 MMBO.

1. Localização Geográfica

O Bloco 16 situa-se a Norte da Bacia do Baixo Congo do offshore de Angola, em águas profundas numa lâmina de água de 300 – 1500 m, limitado a Norte pelo Bloco 15, a Sul pelo Bloco 17, a Este pelos Blocos 1 e 3, e a Oeste pelos Blocos 31 e 32, numa área aproximada de 4 936.48 Km² (Fig.1).

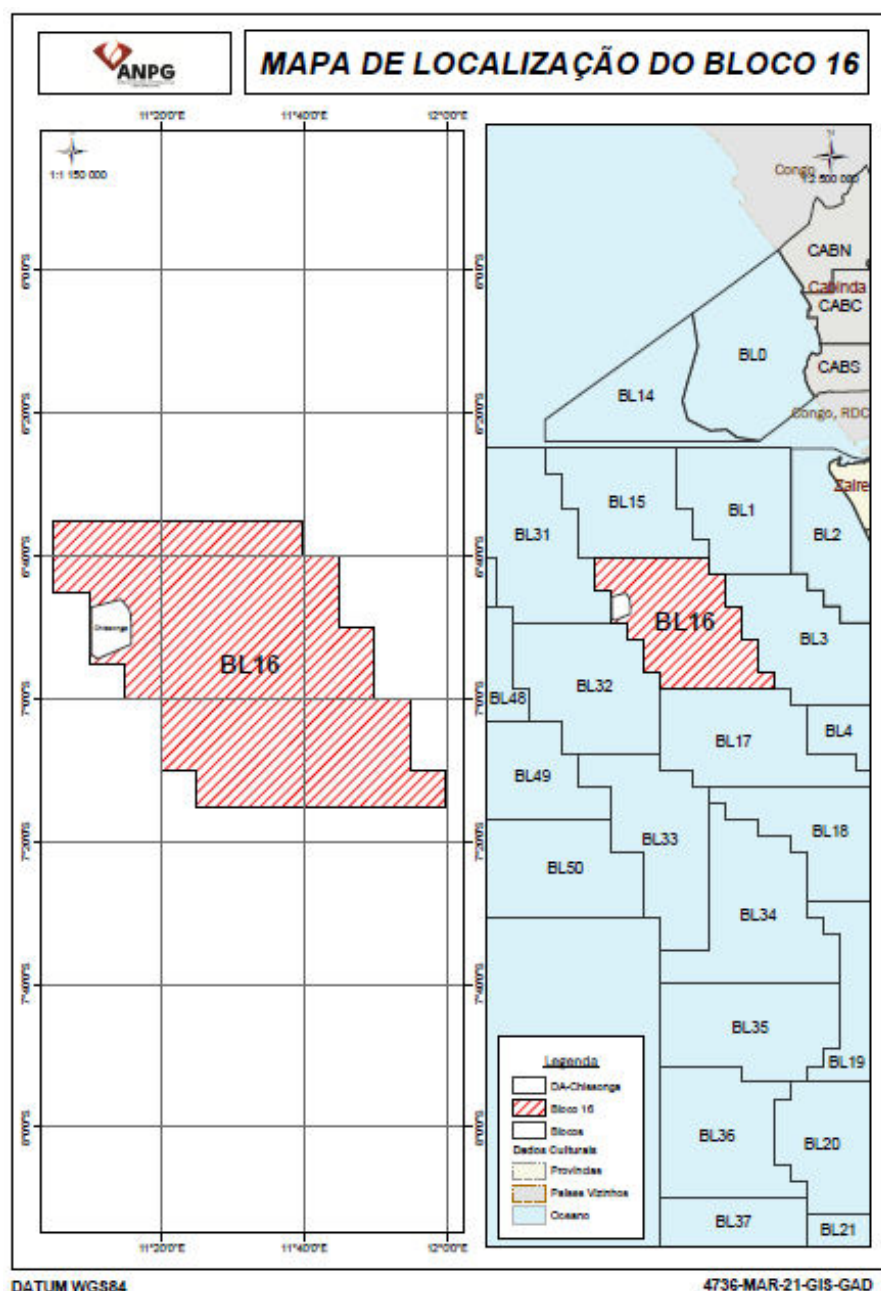


Figura 1 - Mapa de localização do Bloco 16

2. Enquadramento Geológico

O Bloco 16 encontram-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 duas (2) unidades litoestratigráficas:

- Unidade Pré-Salífera
- Unidade Pós-Salífera

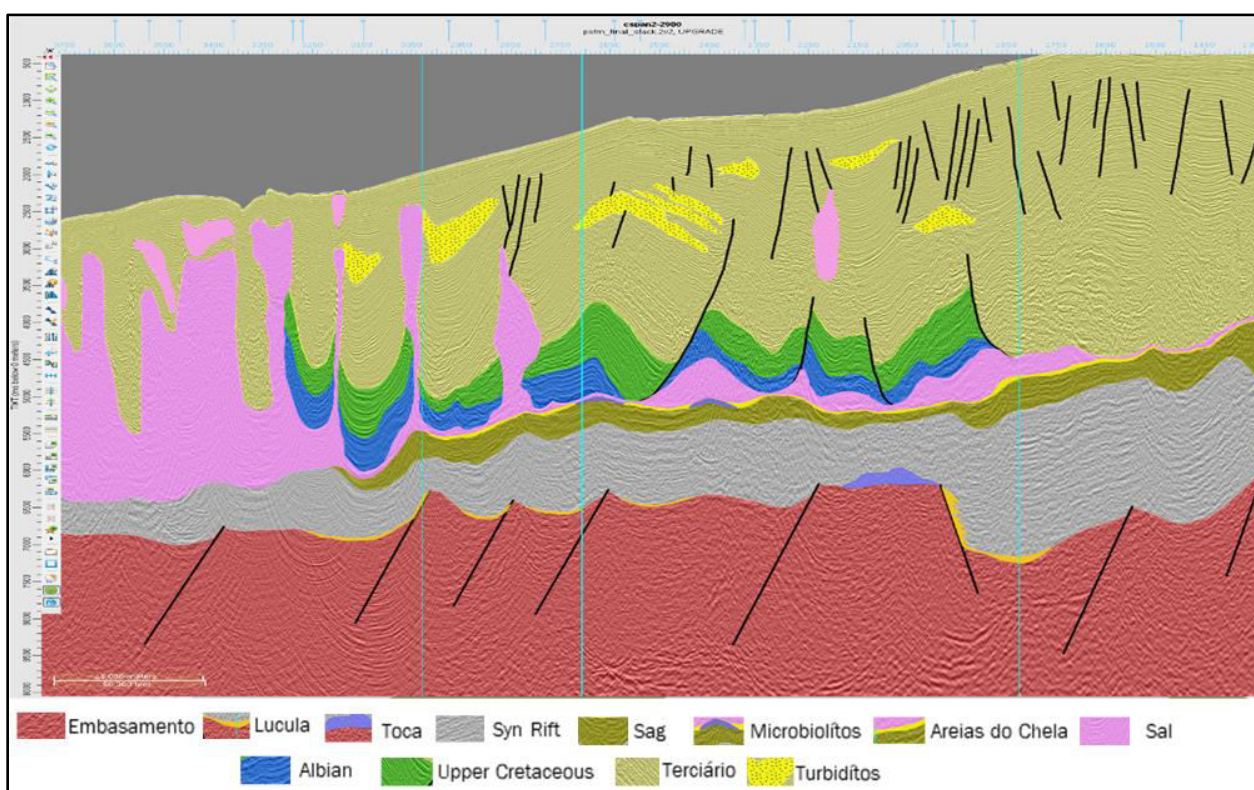


Figura 2 - Modelo Geológico do Bloco 16

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,

constituindo 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 constituindo 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 mais visível a Este do modelo e apresenta uma espessura variável, funcionando como selo para os reservatórios do Pré-sal e contribui para estruturação do Pós-sal (Fig.2).

Pode haver possibilidade de existir algumas janelas de sal o que poderá 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 *Syn*-deposicionais 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 bastante falhado com uma sedimentação clástica onde podemos encontrar possíveis reservatórios constituídos por canais turbidíticos de idade Oligo-Miocénico.

3. Histórico de Exploração do Bloco

O direito de concessão do Bloco 16 foi outorgado em 1992 tendo como primeiro grupo empreiteiro as empresas CNR Ranger (50%), a Odebrecht (30%) e Sonangol (20%). Seguidamente as empresas Maersk (65%) como Operador, Sonangol P&P (20%) e a Devon (15%).

A Maersk reprocessou alguns dados existentes como a área da mini Bacia de Sal com 780 Km², no período de Abril de 2006 à Março de 2007 com o objectivo de melhorar os trends sub-sal e a imagem nos flancos. Este reprocessamento foi feito pela GX Technology.

Seguiu-se o levantamento sísmico 3D no campo Bengo-1 em Novembro de 2006 pela GDC e Bengo Cluster de Abril a Dezembro de 2007 pela WesternGeco.

Em 2013 foi feita a aquisição do Survey do Pré-sal multicliente com 3700 Km² pela PGS. O processamento teve início em Maio de 2013. PSTM final em Fevereiro de 2014 e PSDM-TTI em Maio de 2014.

Em 1998 foi efectuada a aquisição da Survey “ Outer Trend”, reprocessada para PSTM em 2004. Segmento NW reprocessado para PSDM-VTI em 2008 e o segmento Chissonga-Caporolo reprocessado para PSDM-TTI em 2011.

Durante a Fase Subsequente de Pesquisa (01.09.2009 - 31.08.2011) a MAERSK adquiriu 2 459,78 Km² ao passo que na 2ª Prorrogação do Período Inicial de Pesquisa (01.09.2011 - 31.08.2013) foram adquiridos 3 700 Km².

Em 2011 houve o Merge da aquisição do Survey “ DEV/EX” combinado com 2 400 Km² pela WG. PSDM-TTI foi entregue em Janeiro de 2013.

.



3.1 Poços de Exploração

Foram perfurados 21 (vinte e um) poços, sendo 16 (dezasseis) de pesquisa dos quais 2 (dois) foram comerciais, 9 sub-comerciais, 5 (cinco) secos e 5 (cinco) poços de avaliação.

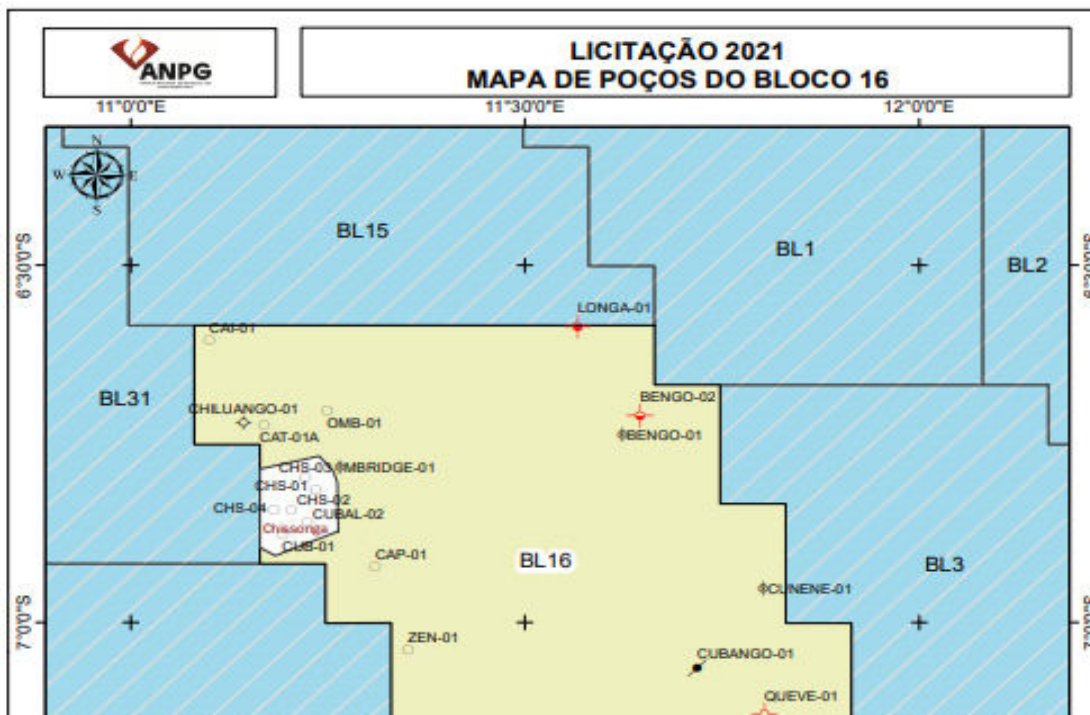
A Shell perfurou 8 poços (Bengo-1, Cunene-1, Cubango-1, Queve-1, Lucala-1, Longa-1, Chilungo-1 e M´bridge-1). A CNR perfurou o poço Zenza-1.

A MAERSK perfurou 7 (sete) poços (Omba-1, Caiundo-1, Chissonga-1, Catumbela-1, Caporolo-1, Cubal-1 e Mulavi-1).

Nas secções do Pré e Pós-sal foi encontrado óleo nos poços Bengo-1, Chissonga-1, Cubal-1 e Mulavi-1 e óleo e gás no poço Caporolo-1.

Tabela 1 - Poços Perfurados no Bloco 16

Bloco	Poço	Lâmina de água	TD	Data de Perfuração	Reservatório	Resultado
16	Bengo-1	592.5	3288	15-06-1994	Malembo	Descoberta não comercial
	Cunene-1	401.5	2520	13-02-1995	Malembo	Seco
	Longa-1	480	3212	25-11-1995	Malembo	Descoberta não comercial
	Lucala -1	554	1711	08-11-1996	Malembo	Descoberta não comercial
	M` bridge-1	1082.2	4345	22-12-1996	Malembo	Descoberta não comercial
	Queve-1	706.5	1525	10-05-1997	Malembo	Seco
	Cubango-1	838.5	2964	25-06-1997	Malembo	Descoberta não comercial
	Chiluango-1	1275.5	2402	02-10-1998	Malembo	Seco
	Zenza-1	1225	4022	04-10-2003	Oligoceno	Descoberta não comercial
	Caiundo-1	1222	4729	19-12-2008	Oligoceno	Seco
	Omba-1	962	3431	29-12-2008	Oligoceno	Seco
	Chissonga-1	1233	4725	04-01-2009	Oligoceno	Descoberta comercial de óleo
	Catumbela-1	1215	4651	12-08-2009	Oligoceno	Seco
	Caporolo-1	1633	4955	26-12-2011	Oligoceno	Descoberta comercial de óleo e gás
	Cubal-1	2012	4920	23-03-2013	Malembo	Descoberta comercial de óleo
	Mulavi-1	2436	5183	16-08-2013	Oligoceno	Descoberta não comercial



4. Sistema Petrolífero

Com base nos resultados dos poços perfurados na Bacia em geral 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).

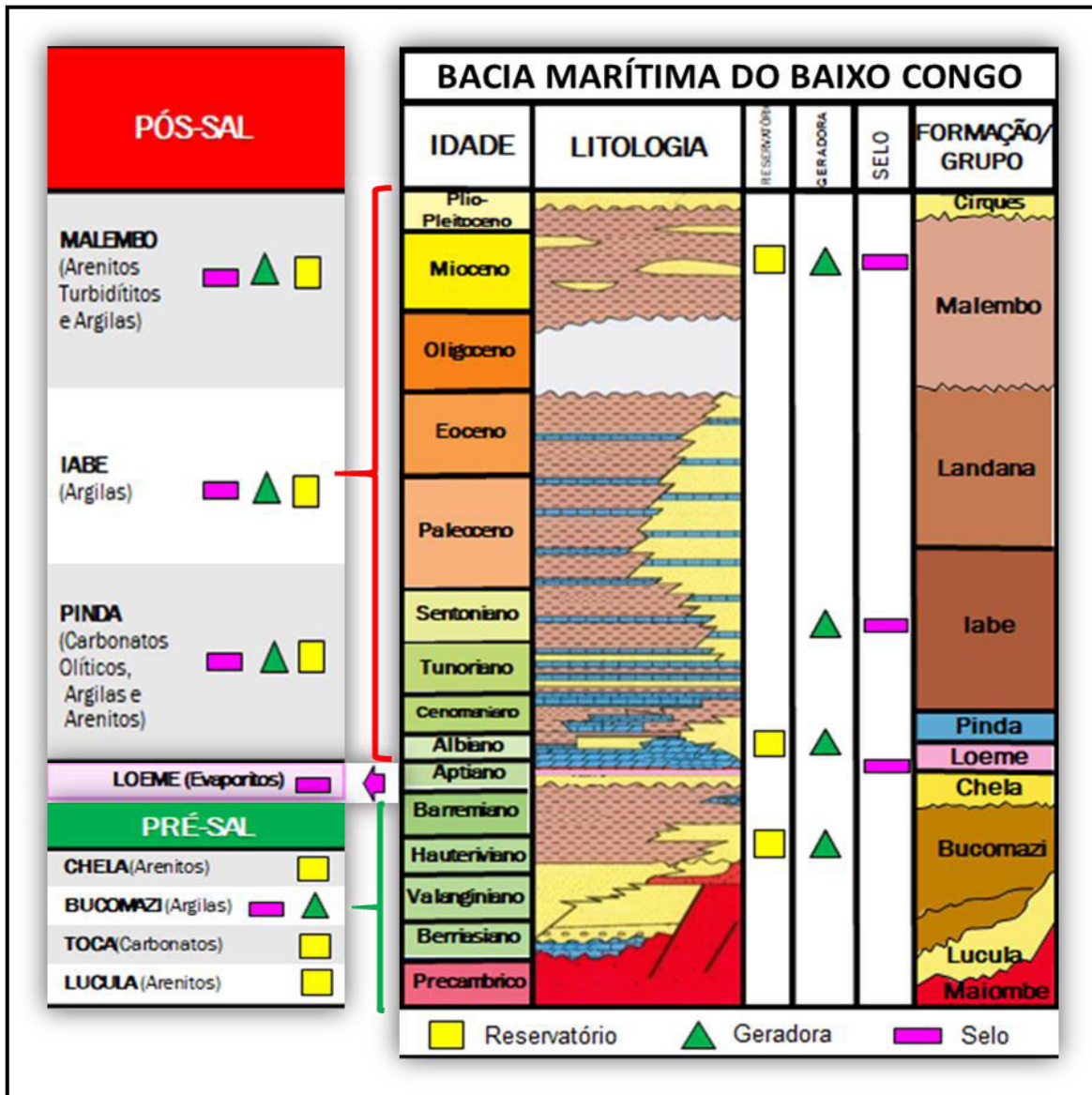


Figura 6 - Coluna Litoestratigráfica da Bacia do Congo

• Sequência Pré-Salífera

Rocha Geradora:

Constituída predominantemente por argilas orgânicas da Formação Bucomazi.

Rocha Reservatório:

As areias da Formação Lucula, Erva, carbonatos da Formação Toca e as areias da Formação Chela.

Rocha de Cobertura:

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

O selo é a camada evaporítica da Formação Loeme.

Armadilha:

Do tipo combinada (estrutural e estratigráfica).

- **Sequência Pós-Salífera**

Rocha Geradora

Representada pelas argilas orgânicas das Formações Bucomazi e Iabe, os carbonatos argilosos da Formação Pinda e pelas argilas fossilíferas e margas negras da Formação Iabe e os arenitos turbidíticos da Formação Malembo.

Rocha Reservatório

Rochas carbonáticas e margosas de idade Albiano, correspondentes às Formações Pinda, Landana e Malembo, bem como, os canais turbidíticos de idade Terciária.

Rocha de Cobertura

Definida pelas argilas intraformacionais das Formações Iabe e Malembo.

Armadilha

Do tipo combinada (estrutural e estratigráfica).

5. Oportunidades de Exploração

5.1 Prospectos maturados

Neste Bloco existe um alto potencial de hidrocarbonetos evidenciado em estruturas do Pós-sal, com prospectos definidos nos novos dados sísmicos que poderão ser refinados e melhor avaliados como se verifica na tabela abaixo (Tabela 2).

Foram identificados vários *leads* nos dois objectivos, dos quais foram maturados 6 (seis) prospectos do Pós-sal.

Tabela 2 - Prospectos do Bloco 16

POTENCIAL EXPLORATÓRIO FORA DA ÁREA DE DESENVOLVIMENTO				
Bloco	Prospecto	Objectivo	Recursos (MMBO)	POS (%)
16	Dando	Oligoceno	52	25
	Chicapa	Oligoceno	220	57
	Chitumbe	Oligoceno	30	-
	Curoca	Mioceno	91	73
	Utembo	Mioceno	332	39
	Bengo	Oligoceno	30	-
TOTAL			755	

Os prospectos Dando, Chicapa, Curoca e Utembo têm como objectivo principal o *Play* do Pós-sal, nos reservatórios das areias da Formação Malembo de idade Terciário. Os dois primeiros prospectos têm como objectivo as areias do Oligocénico, enquanto que os dois últimos prospectos têm como objectivo principal as areias do Miocénico.

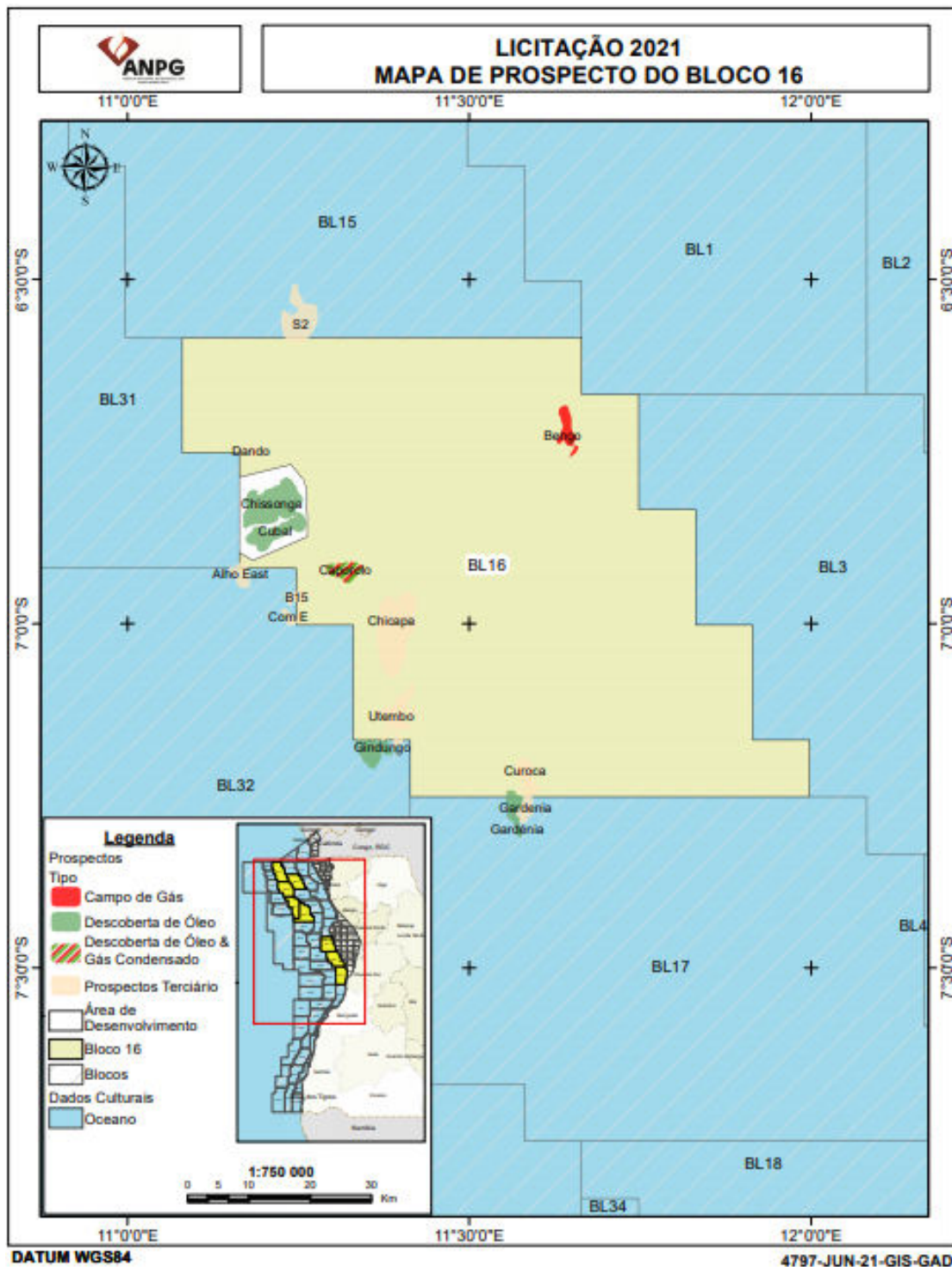


Figura 7 - Localização Geográfica dos Prospectos

Prospecto Chitumbe, é um prospecto do play Pós-sal, localizado entre o *Horst* do lead Chitumbe North e Cuchi Sul, constituído por canais do Oligoceno gerados pelas argilas da Formação labe e selados pelas argilas intraformacionais do Miocénico da Formação Malembo. A armadilha é do tipo combinada.

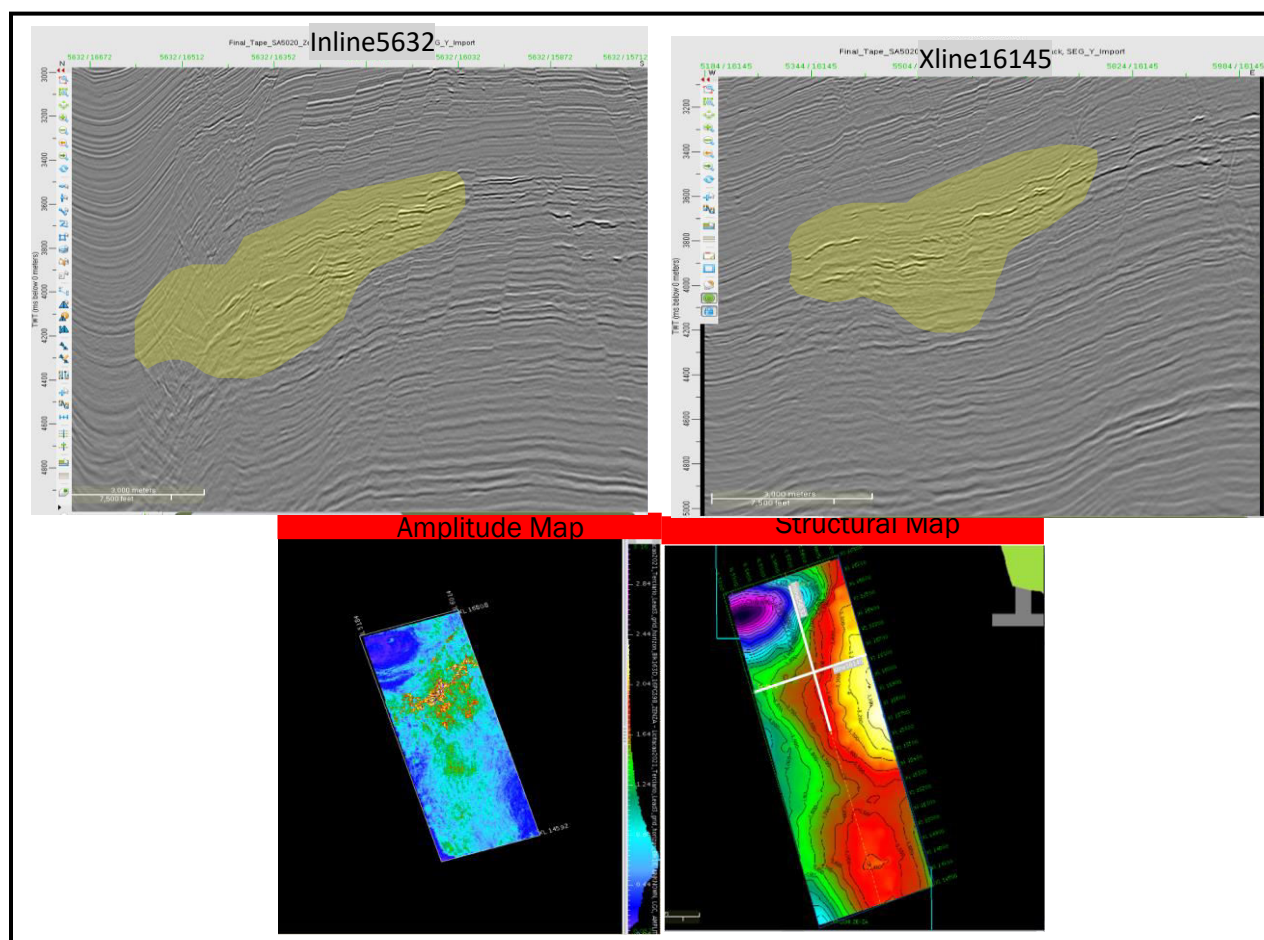


Figura 8 - Prospecto Chitumbe

Prospecto Chicapa está localizado entre os poços Zenza-1 e Caporolo-1 com uma lâmina de água de 1 180m. O objectivo primário é o *Play* Pós-sal (Oligoceno Superior). Este prospecto é caracterizado por uma estrutura do tipo anticlinal a Norte dos *rafts* do poço Zenza, constituído por canais do Oligoceno gerados pelas argilas da Formação labe e selados pelas argilas intraformacionais do Miocénico da Formação Malembo. A armadilha é do tipo combinado.

Prospecto Curoca está localizado entre o poço Mulavi e o Gardenia (Bloco 17) numa lâmina da água de 980 m. Este prospecto é constituído por um complexo de canais do Miocénico, localizado no canal antigo encontrado a Sul do Gardenia. O objectivo primário são as areias e os leves do Miocénico. Os estudos de AVO apresentam um indicador positivo de hidrocarbonetos com reservatório bem compartimentalizado, baseado no modelo do Chissonga. Espera-se um fluído predominante gasoso.

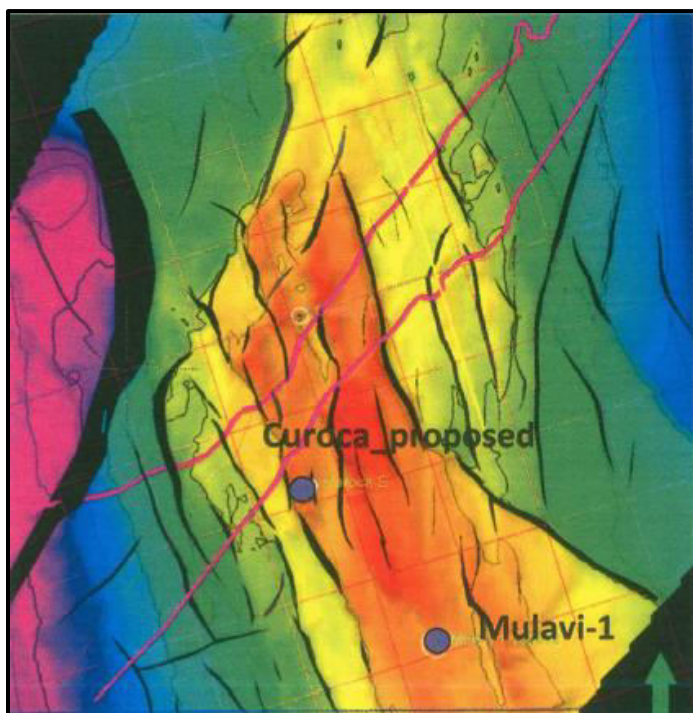


Figura 9 - Prospecto Curoca

Prospecto Utembo está localizado entre os poços do Gindungo-1, Zenza-1 e Mulavi-1, tem como objectivo principal as areias do Miocénico no nível 1872 m SS com uma lâmina de água de 1130 m. Os reservatórios são constituídos por um sistema de canais de areia selados pelas argilas intraformacionais com fechamento em quatro direcções. O prospecto está associado a estudos de AVO nos canais do Zen-2 e um suporte inferior do Zen-1. Espera-se encontrar óleo e gás.

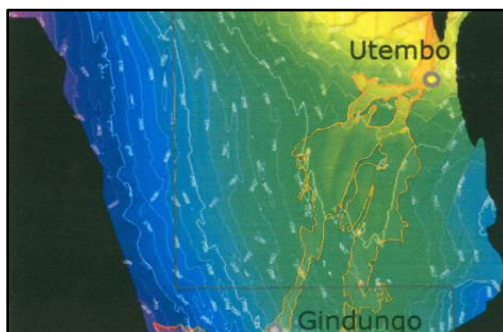


Figura 10 - Prospecto Utembo

Prospecto Bengo está localizado entre os poços Mulavi e o Gardenia (Bloco 17) numa lâmina da água de 980 m o mesmo é constituído por um complexo de canais do Miocénico, localizado no canal antigo encontrado a Sul do Gardenia. O objectivo primário são as areias e os leques do Miocénico.

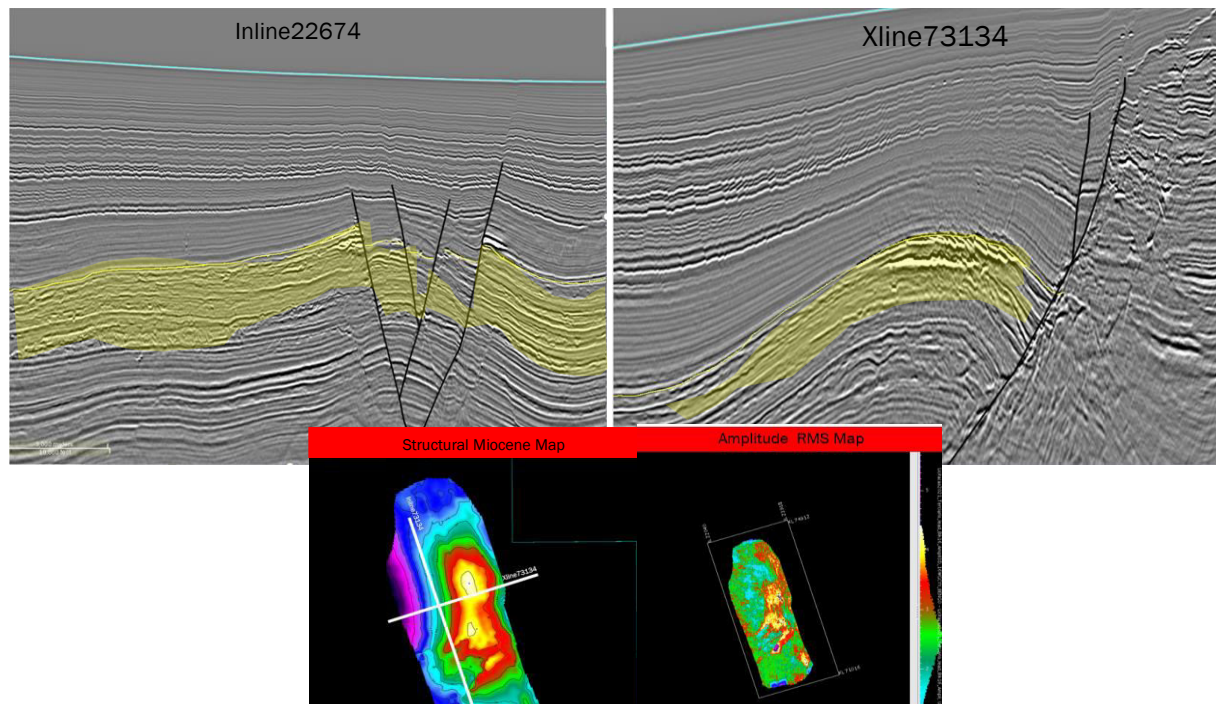


Figura 11 - Linha Sísmica do Prospecto Bengo

5.2 Leads Identificação

Os dados sísmicos adquiridos auxiliaram na identificação de alguns leads no Pré e Pós-sal do Bloco 16, dos quais apresentamos os seguintes:

Leads (Pré-sal): Bengo, Omba e Zenza

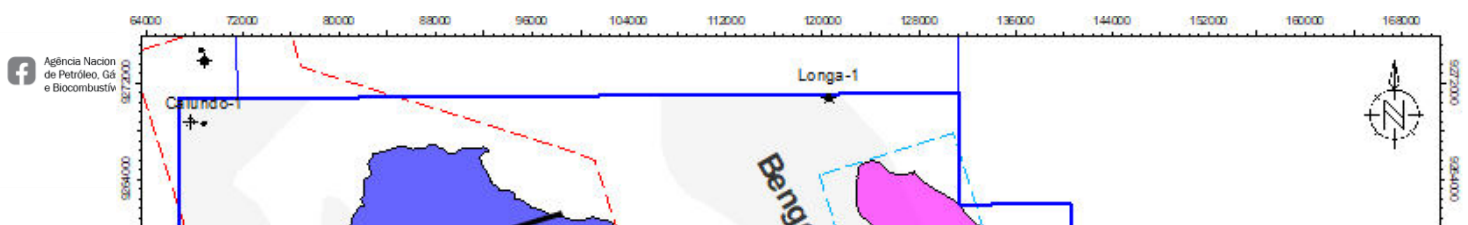


Figura 12 - Mapa de Leads do Pré-Sal

Table 3 - Leads do Bloco 16

POTENCIAL EXPLORATÓRIO FORA DA ÁREA DE DESENVOLVIMENTO				
Bloco 16	Leads	Objectivo	Recursos (MMBO)	POS (%)
(Pós-Sal)	Cuchi	Oligoceno	17	47
	Luxico	Oligoceno	12	30
	Uamba	Oligoceno	19	30
	Buenga	Oligoceno	18	30
	Lucunga	Oligoceno	19	30
	Impulo	Oligoceno	14	30
	Saiona	Mioceno	17	30

(Pré-Sal)	Omba	Barreniano	-	-
	Zenza	Barreniano	-	-
	Dando (N,S)	Barreniano	-	-
Total			116	

O *Lead* Omba como se observa na Linha sísmica e no mapa estrutural do Pré-sal está localizado a Este da Área de Desenvolvimento do Chissonga.

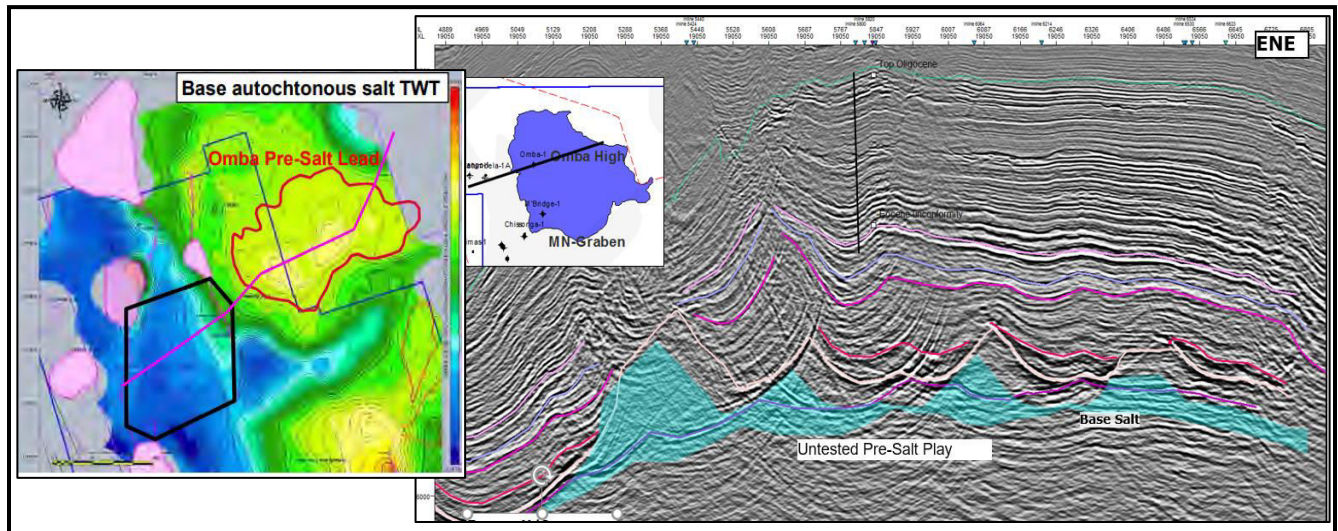
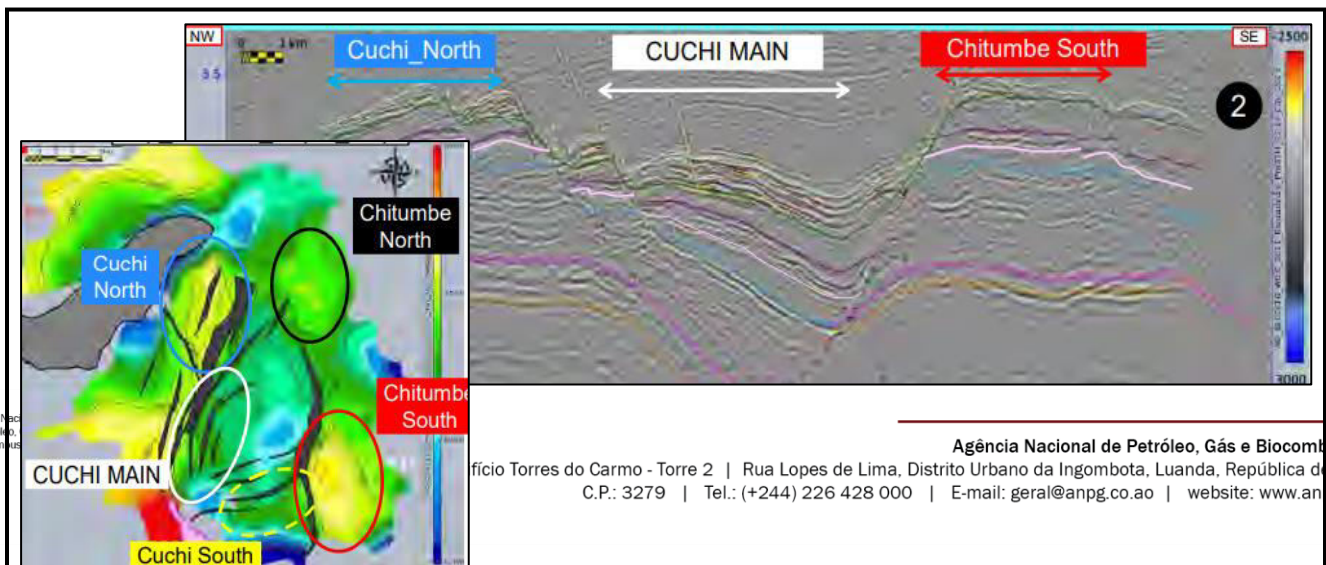


Figura 13 - Linha Sísmica do Lead Omba

Leads (Pós-sal): Cuchi, Luxico, Uamba, Buenga, Lucunga, Impulo e Saiona

O *Lead Cuchi* Main esta localizado entre o *Horst* do lead Cuchi Norte e o Chitumbes. Os objectivos principais estão nos níveis (315-600 e 315-400) do Oligocénico, como se observa na Linha sísmica e no mapa estrutural do Pré-sal.



2021
CONCURSO LIMITADO
DAS BACIAS MARÍTIMAS
DO BAIXO CONGO
E DO KWANZA

LICITAÇÃO DAS CONCESSÕES PETROLÍFERAS

REPÚBLICA DE ANGOLA



ANPG
AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS
E BIOCOMBUSTÍVEIS