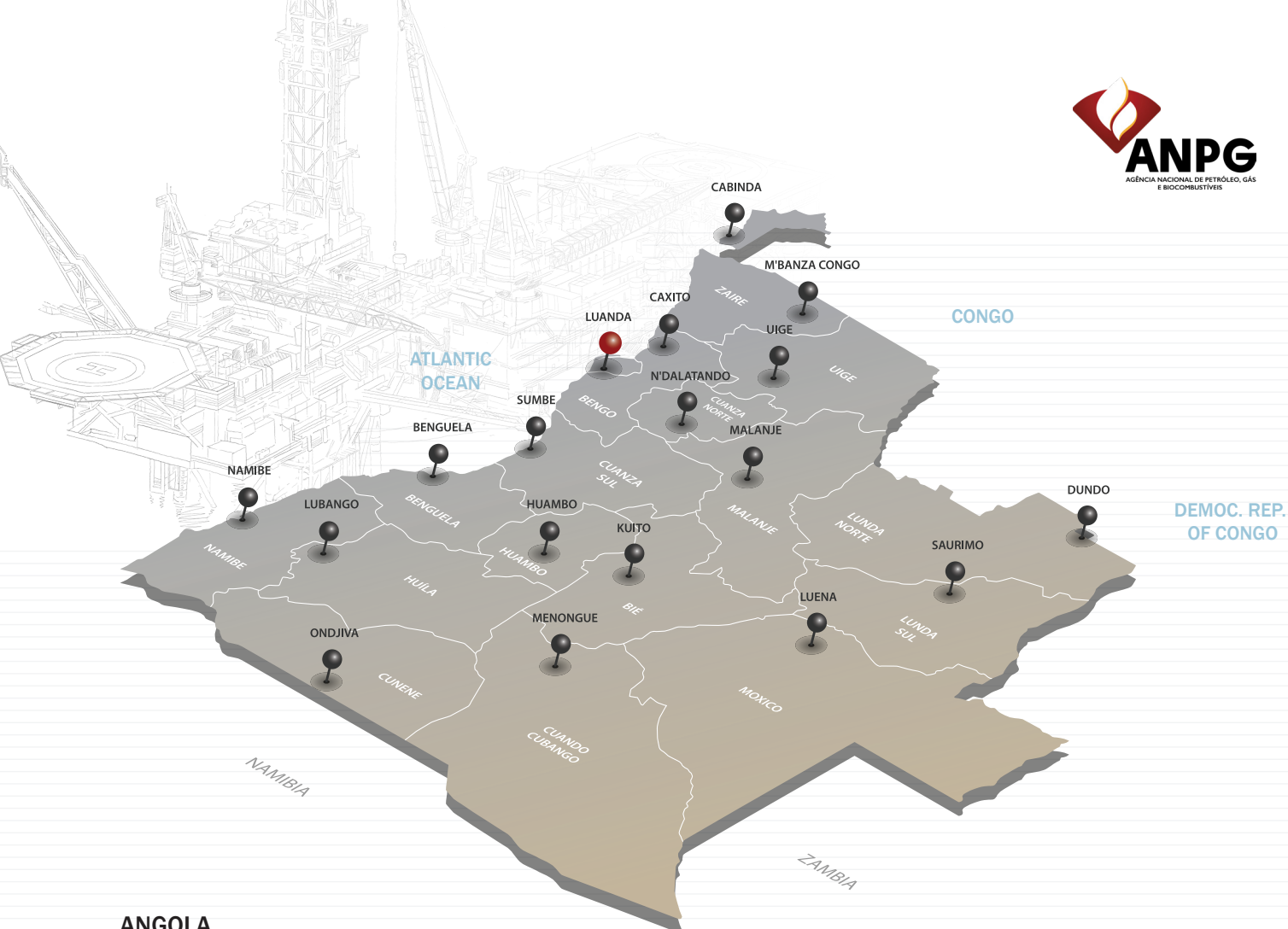




ANPG
AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS
E BIOCOMBUSTÍVEIS





ANGOLA

Descrição geográfica

Angola situa-se na costa atlântica sul da África Ocidental, entre a Namíbia e a República do Congo, fazendo fronteira também com a República Democrática do Congo e a Zâmbia, a leste. O país divide-se numa árida faixa costeira que se estende desde a República da Namíbia, chegando praticamente a Luanda.

O rio Zambeze e vários afluentes do rio Congo têm as suas nascentes no país, que tem uma fronteira marítima de 1.650 km e uma fronteira terrestre de 4.837 km.

Angola possui um extenso território, com uma área de 1.246.700 km², dividida em 18 províncias..

Bengo	Área: 199.049 km ²	Capital: N'Dalatando	Moxico
Capital: Caxito	Cunene	Área: 24.110 km ²	Capital: Luena
Área: 33.016 km ²	Capital: Ondjiva	Luanda	Área: 223.023 km ²
Benguela	Área: 87.342 km ²	Capital: Luanda	Namibe
Capital: Benguela	Huambo	Área: 2.257 km ²	Capital: Namibe
Área: 31.788 km ²	Capital: Huambo	Lunda Norte	Área: 58.137 km ²
Bié	Área: 34.270 km ²	Capital: Lucapa	Uíge
Capital: Cuito	Huíla	Área: 103.000 km ²	Capital: Uíge
Área: 70.314 km ²	Capital: Lubango	Lunda Sul	Área: 58.698 km ²
Cabinda	Área: 75.002 km ²	Capital: Saurimo	Zaire
Capital: Cabinda	Cuanza Sul	Área: 77.637 km ²	Capital: M'Banza Congo
Área: 7.270 km ²	Capital: Sumbe	Malanje	Área: 40.130 km ²
Cuando Cubango	Área: 55.660 km ²	Capital: Malanje	
Capital: Menongue	Cuanza Norte	Área: 97.602 km ²	

SOBRE A ANPG

A Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, abreviadamente designada por “Agência” ou “ANPG”, foi criada em 2019 por meio do Decreto Presidencial n.º campo petrolífero em Angola. Entre as ações desenvolvidas para reestruturar o setor, foi aprovada a transferência da função de Concessionário, anteriormente detida pela Sonangol E.P., para a recém-criada Agência, de forma a assegurar maior coordenação política, aumentar a eficácia dos processos e criar condições para a atividade de investimento privado na indústria petrolífera nacional.

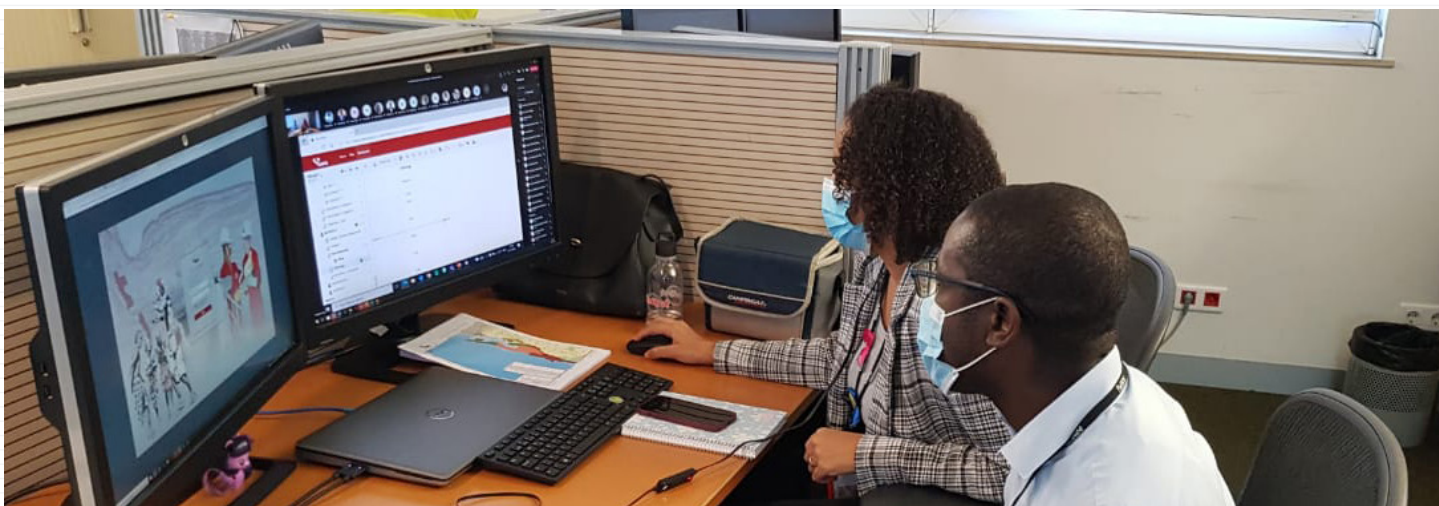
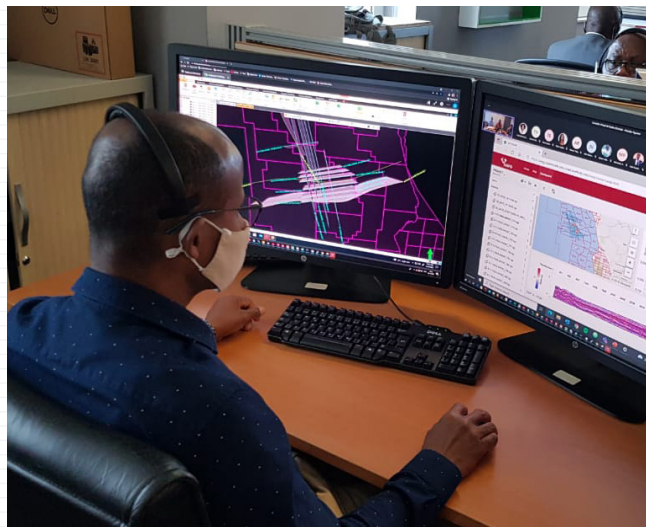
A ANPG passou a ser a Concessionária Nacional com as atribuições específicas de regular, fiscalizar e promover a execução das actividades petrolíferas no domínio das operações e contratação do setor do petróleo, gás e biocombustíveis.

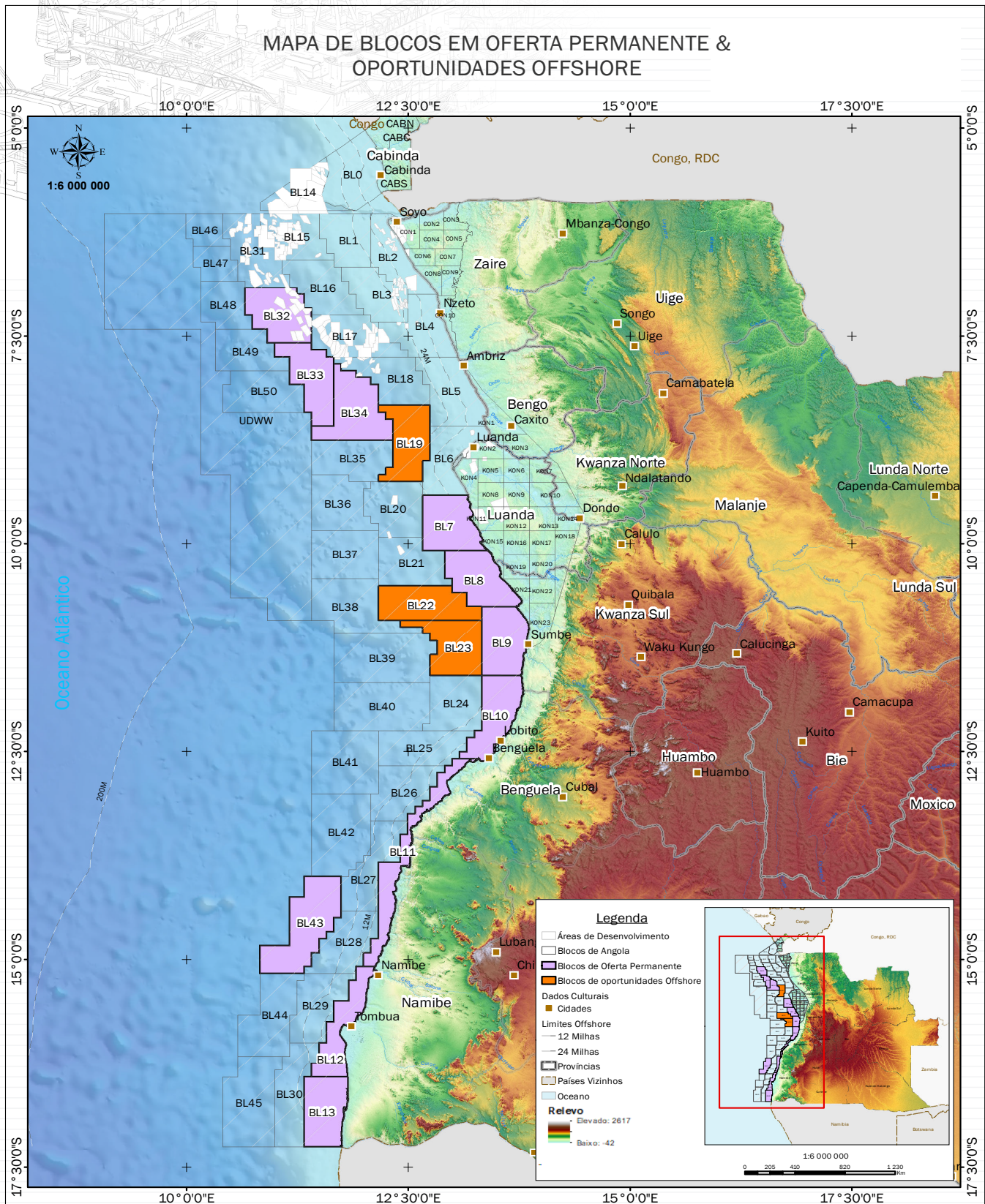
Através do Decreto Presidencial n.º 52/19, de 18 de fevereiro, foi aprovada a Estratégia Geral de Atribuição de Concessões Petrolíferas para o período 2019-2025.

CENTRO DE DADOS E INFORMAÇÕES TÉCNICAS

Na estrutura organizacional da ANPG, a função de gestão de dados representa um planeamento cuidadoso, controlo, armazenamento e disponibilidade de activos de exploração e produção. O Centro garante a gestão e arquivo bem como a execução da cartografia geológica e cartográfica e a posterior disponibilização destes dados a clientes internos e externos.

O papel do Data Center também inclui disciplinas para o desenvolvimento, execução e supervisão de planos, políticas, projectos, processos e procedimentos que visam a adopção das práticas de mercado e maximização do uso da colecta especializada de informações.





SOBRE O REGIME DE OFERTA PERMANENTE

O Decreto Presidencial n.º 249/21, de 5 de Outubro, aprova as regras e procedimentos para oferta contínua de concessões petrolíferas, visando dinamizar o acesso às Áreas e Blocos de forma ininterrupta, de modo a atrair potenciais investidores e promover a expansão do conhecimento geológico o potencial petrolífero de Angola.

Através do Regime de Oferta Permanente, é possível atribuir as Áreas Livres em Blocos Concessionados, concessões que não façam parte da Estratégia Geral de Atribuição de Concessões 2019-2025, Concessões Atribuídas à Concessionária, bem como aquelas que, advindas de processos de licitação, não tenham recebido propostas.

Para se habilitar ao regime em menção, o investidor deve remeter à Concessionária Nacional a proposta de adjudicação do bloco do seu interesse, devendo fazer prova da capacidade técnica da sua empresa para se associar

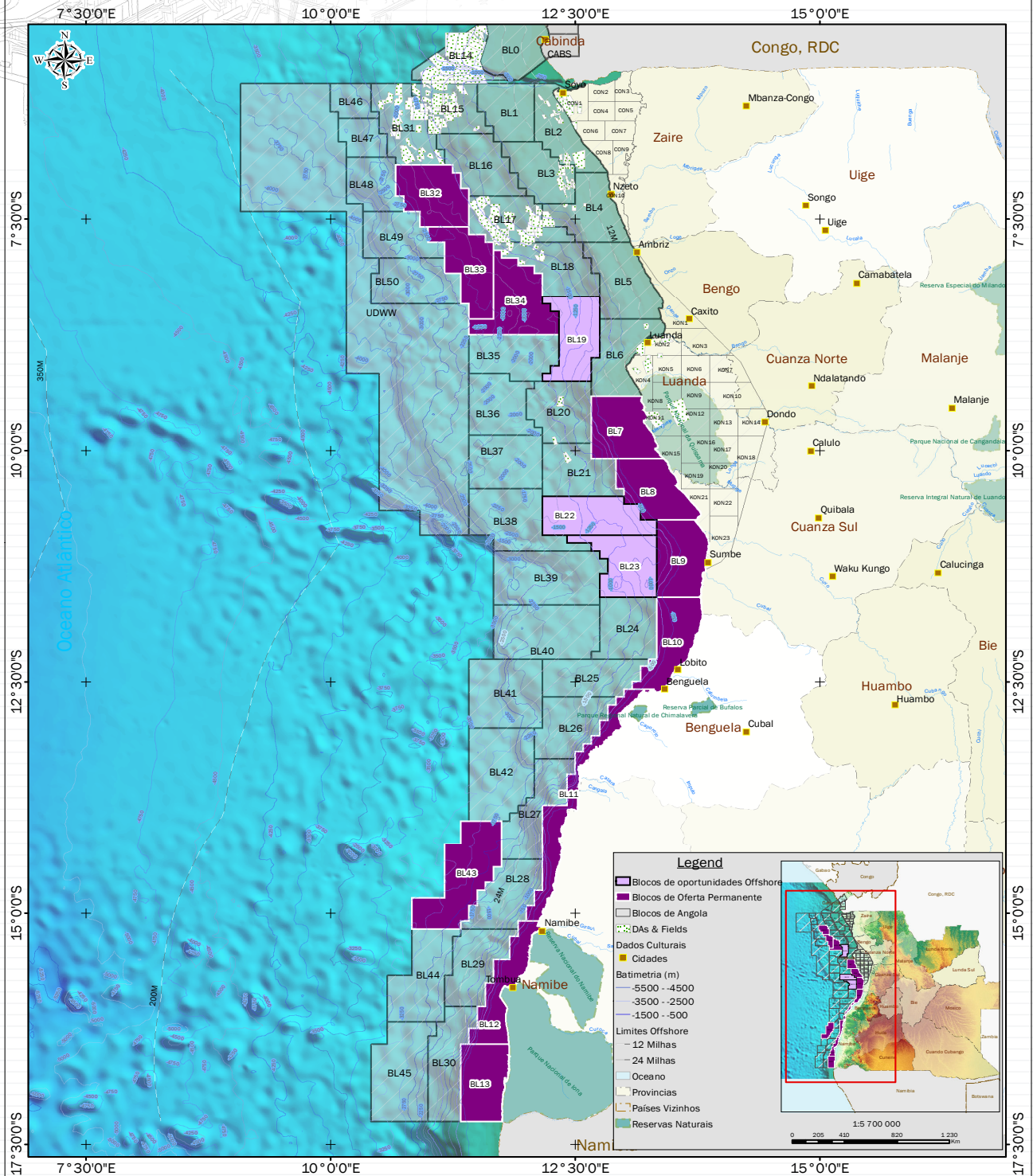
como Operador, mediante apresentação de um conjunto de informações a indicar a sua estrutura de recursos humanos com experiência profissional na gestão e execução de operações petrolíferas.

Deve igualmente fazer prova da sua capacidade financeira, submetendo os relatórios anuais com a inclusão do balanço e contas dos últimos três anos ou desde a sua constituição. No caso de empresa constituída há menos tempo, os relatórios deverão ser aqueles auditados por uma entidade independente e de idoneidade reconhecida. Saliente-se que uma eventual desqualificação do concorrente, derivada da não observância dos requisitos, não inibe o investidor de voltar a participar.

Confira nas páginas seguintes as oportunidades no sector petrolífero angolano disponíveis, aliadas ao nosso bom ambiente de negócios.



MAPA DE BATIMETRIA DOS BLOCOS EM REGIME DE OFERTA PERMANENTE



BLOCO 7/21

O Bloco 7 localiza-se em águas rasas da Bacia marítima do Kwanza, com uma área aproximada de 4 849 km² e lâminas de água de 0 a 800 m de profundidade.

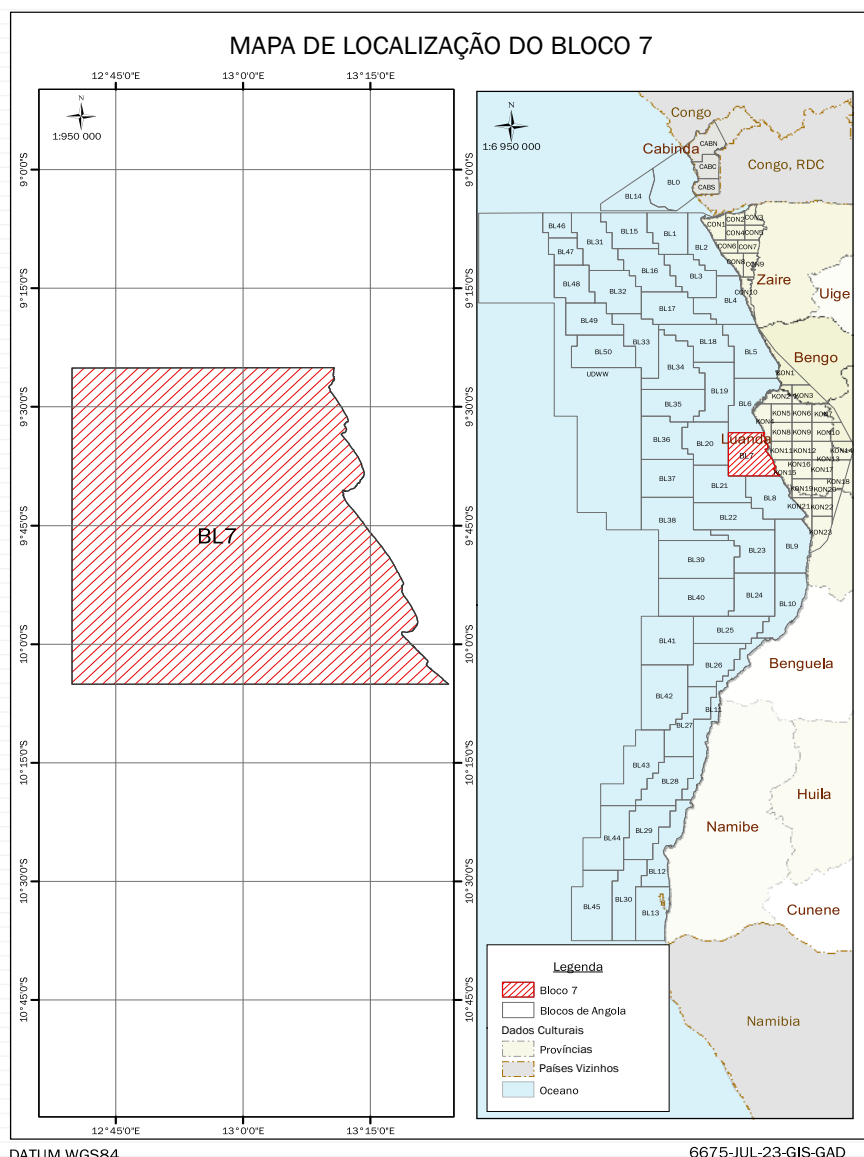
Está limitado:

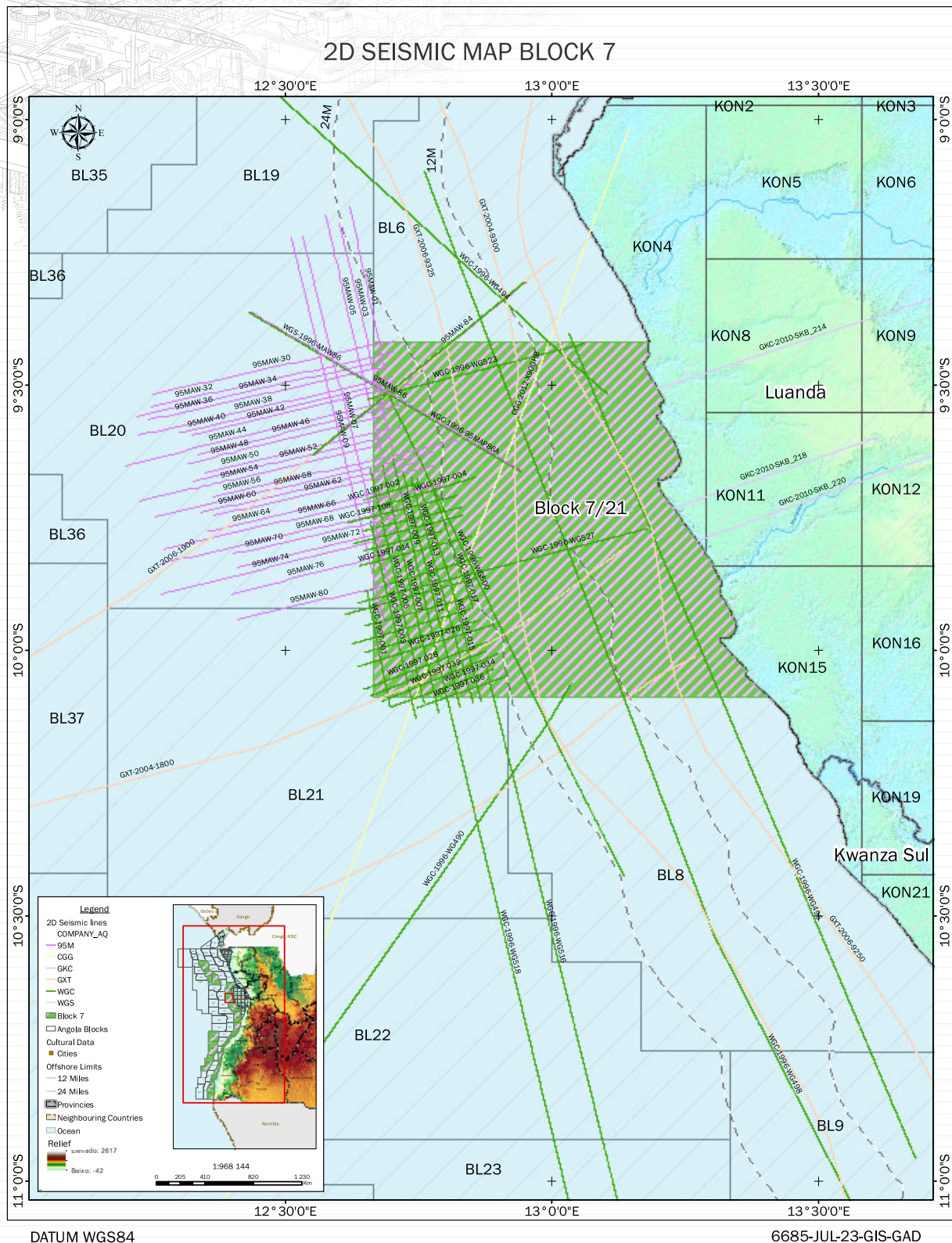
- A Norte pelo Bloco 6;
- A Sul pelos Blocos 8 e 21;
- A Este pelos Blocos KONS 4 e 15;
- A Oeste pelos Blocos 20 e 21.

O Bloco 7/21 possui 5 816 km aproximadamente de cobertura sísmica 2D e 1 557 km² de sísmica 3D.

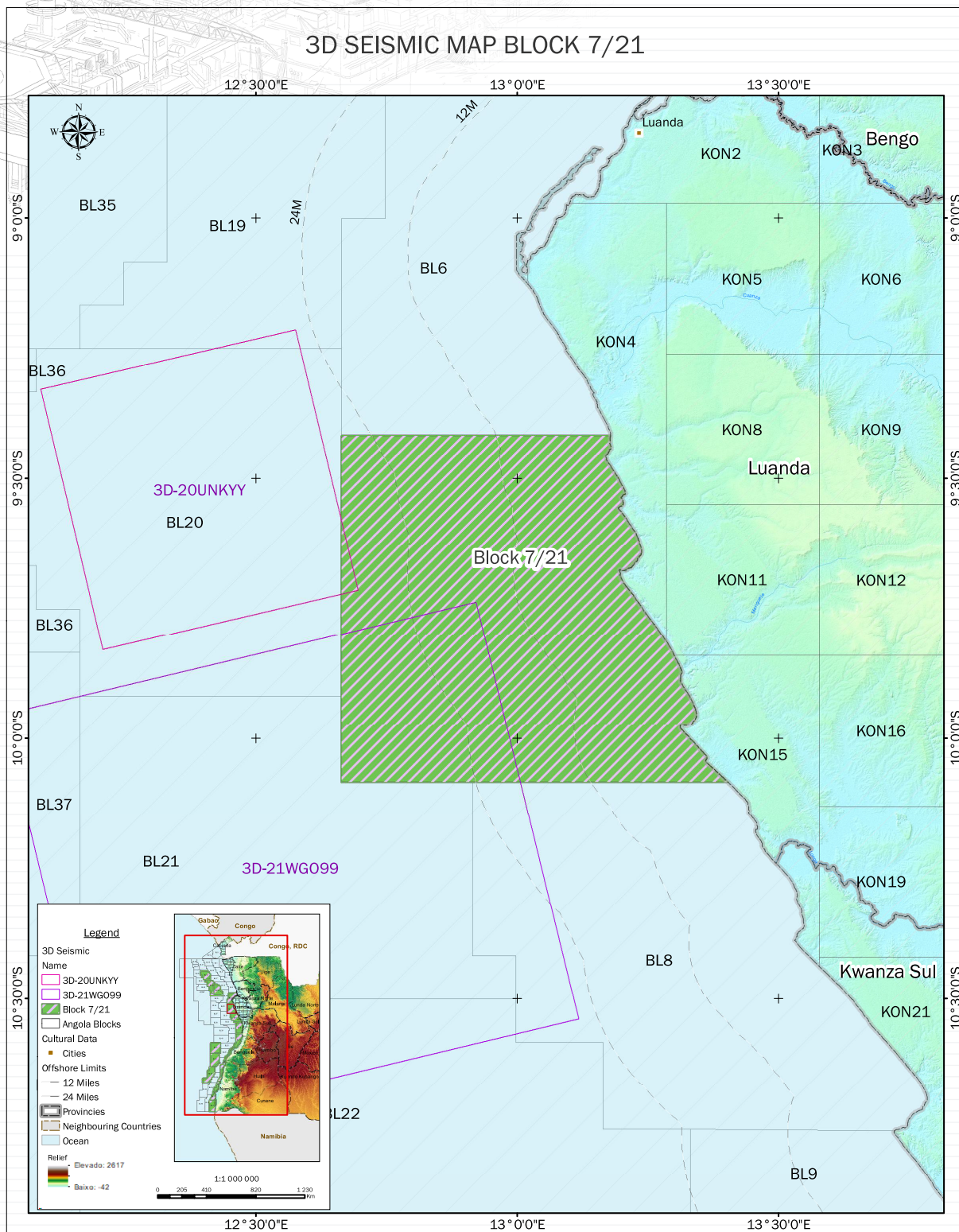
A unidade Pré-Salífera é caracterizada pela presença de estruturas geológicas do tipo horsts e grabens, fortemente influenciadas pela tectónica de placas, durante os períodos pre-rift e rift. Os possíveis reservatórios nesta unidade litostratigráfica foram depositados nos flancos e nos altos estruturais (areias do lucula, carbonatos do tipo coquinas e microbiólitos). As rochas geradoras foram depositadas nos baixos estruturais, compostos por argilas lacustrias e sequência carbonática.

No Pós-Sal, é visível a presença de estruturas do tipo raft (turtle shell) na idade Albiana, extremamente influenciadas pela tectónica salífera, dando origem a formação de falhas lítricas. Estruturas antiformes e sinformes do Cretácico Superior ao Terciário são também observadas. No Terciário, canais turbidíticos equivalentes aos testados e provados na Bacia do Baixo Congo são evidentes.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 3D

BLOCK 8/21

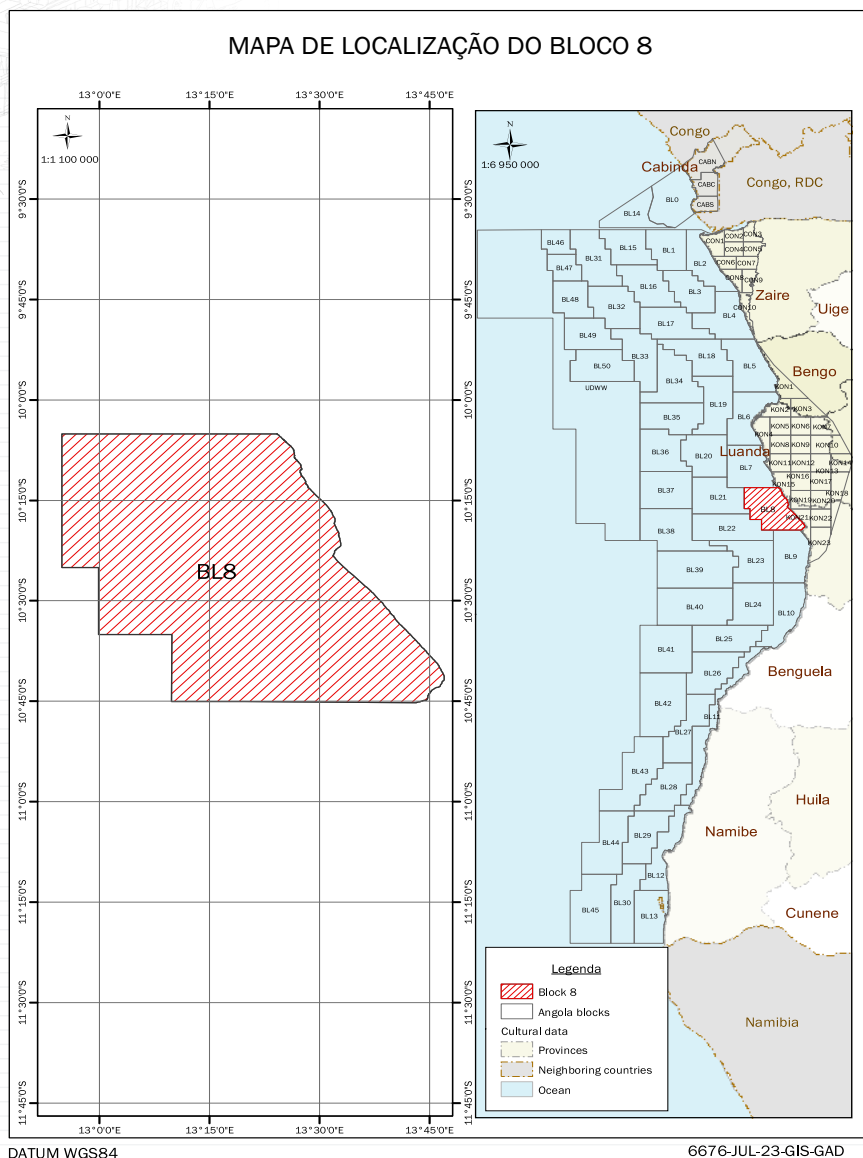
Localizado no offshore da Bacia do Kwanza, com uma área de 4 835 Km² e uma lâmina de água que varia de 30 a 600 m.

Está limitado:

- A Norte pelo Bloco 7
- A Sul pelos Blocos 9 e 22
- A Este pelos Blocos KON15 e KON21
- A Oeste pelos Blocos 21 e 22.

O Bloco 8/21 tem uma cobertura sísmica 2D de aproximadamente 5 376 km e 1 200 km² de sísmica 3D, foram perfurados 2 poços (Ametista-1 e Berílio-1, no Oligoceno, Albiano e Pré-sal).

O modelo geológico é caracterizado por um sistema de falhas normais no embasamento formando estruturas do tipo *horsts* e *grabens*. Nos grabens, encontramos sedimentos sapropélicos ricos em matéria orgânica da Formação Cuvo Vermelho constituindo a principal rocha geradora do pré-sal.



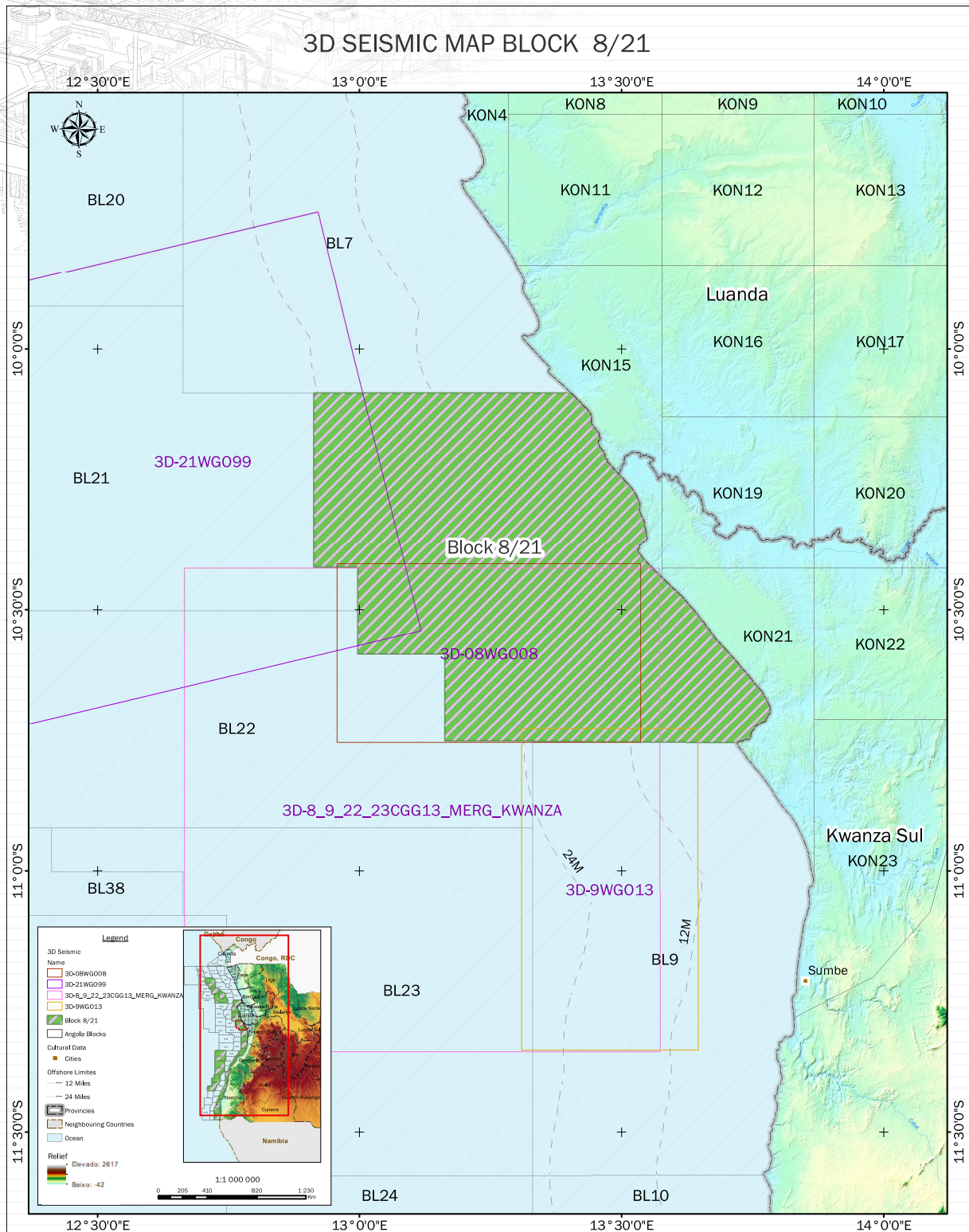
No topo dos *horsts*, foram depositados carbonatos lacustres da Formação Toca equivalente, enquanto nos flancos sedimentos areníticos em forma de pinchout contra planos de falha, sendo os prováveis reservatórios da Formação Erva Equivalente. Os domos e diápiros da camada salina, responsáveis pela estruturação pós-salífera, podem atuar como um selo a este nível.

O Albiano é caracterizado por falhas normais de crescimento syndeposicionais, anticlinais e rafts. O Cretácico Superior é caracterizado por falhas normais resultantes do movimento do sal. O Terciário é menos falhado com uma sedimentação clástica onde se encontram reservatórios constituídos pelos canais turbidíticos do Oligo-Miocénico.



6686-JUL-23-GIS-GAD

Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 3D

BLOCO 9/21

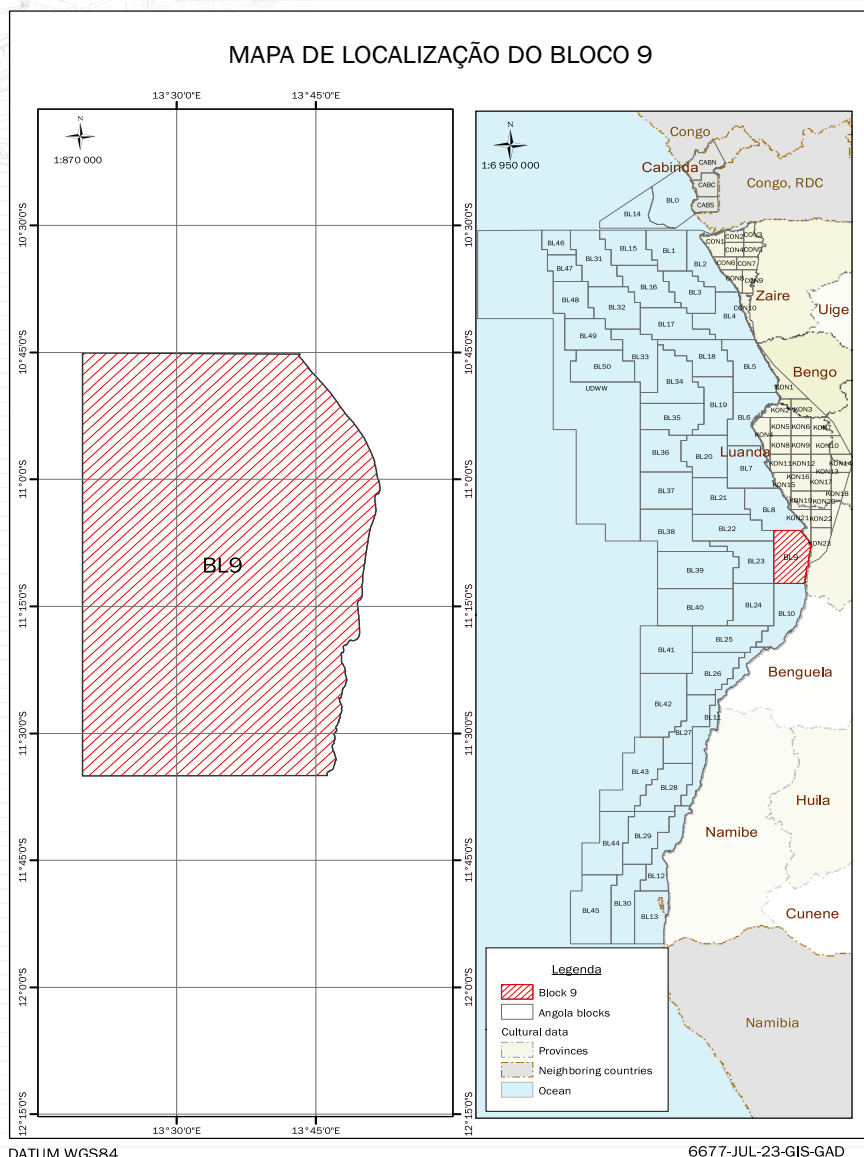
O Bloco 9/21 está localizado na Bacia marítima do Kwanza, com aproximadamente 4 001,36 Km² de área e uma lâmina de água que vai de 0 - 1000 m

Esta limitado:

- A Norte pelo Bloco 8;
- A Sul pelo Bloco 10
- A Este pelos KONs 21 e 23;
- A Oeste pelo Blocos 22 e 23.

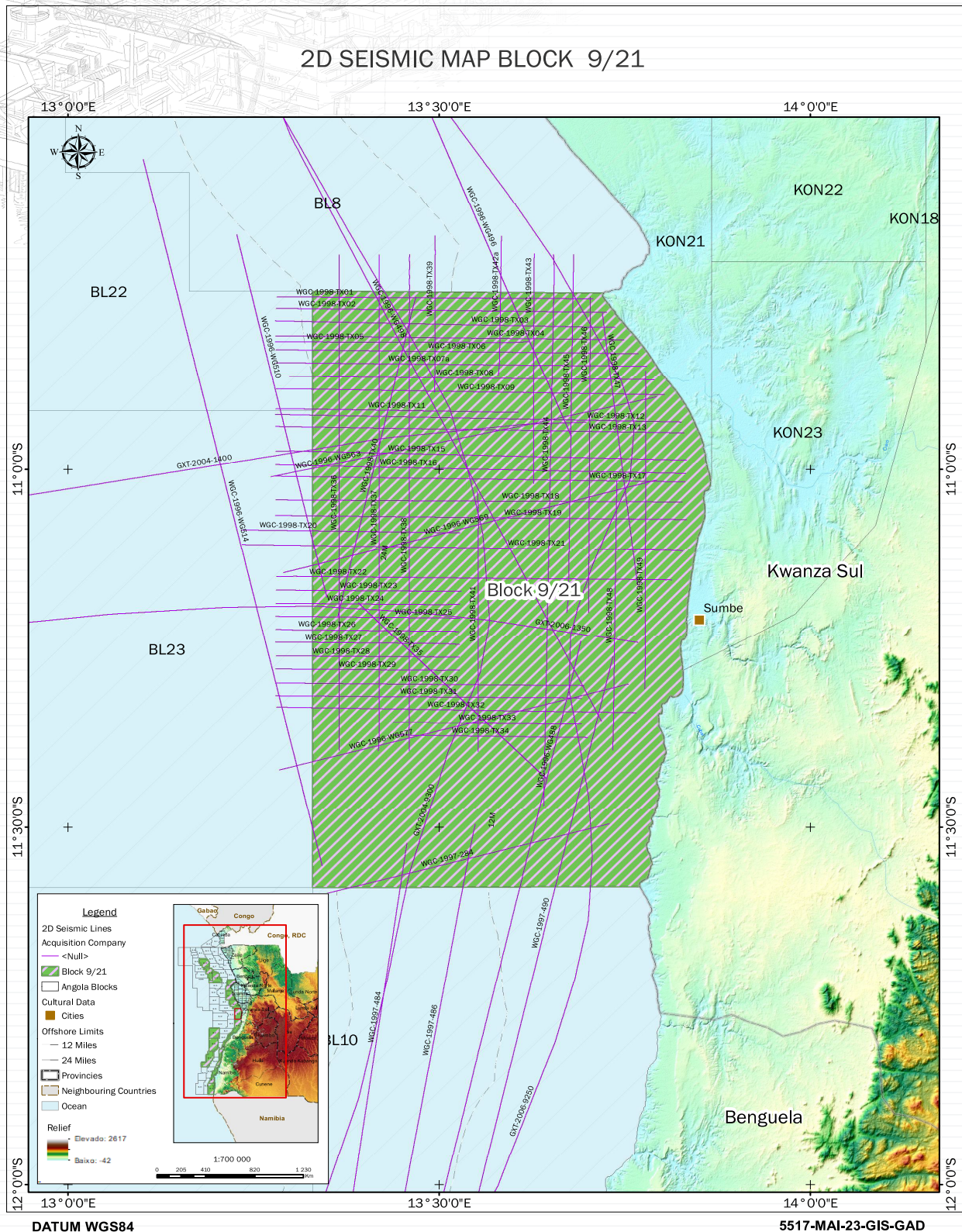
Foram adquiridos 5 571 Km de dados sísmicos 2D e 2 650 Km² de dados sísmicos 3D e perfurados um total de 8 poços (Múcua-1, Maboque-1, Abacaxi-1, Dendén-1, Pitanga-1, Goiaba-1, Jambo-1 e Loengo-1, no Terciário, Albiano e Pré-sal). Três descobertas (Maboque-1, 26,7° API; Abacaxi-1, 20-25° API e Denden-1, 25° API).

O modelo geológico apresenta na Unidade Pré salífera 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 acumulação e preservação da matéria orgânica (Formação Cuvo Vermelho), constituindo a principal rocha geradora do Pré-sal.

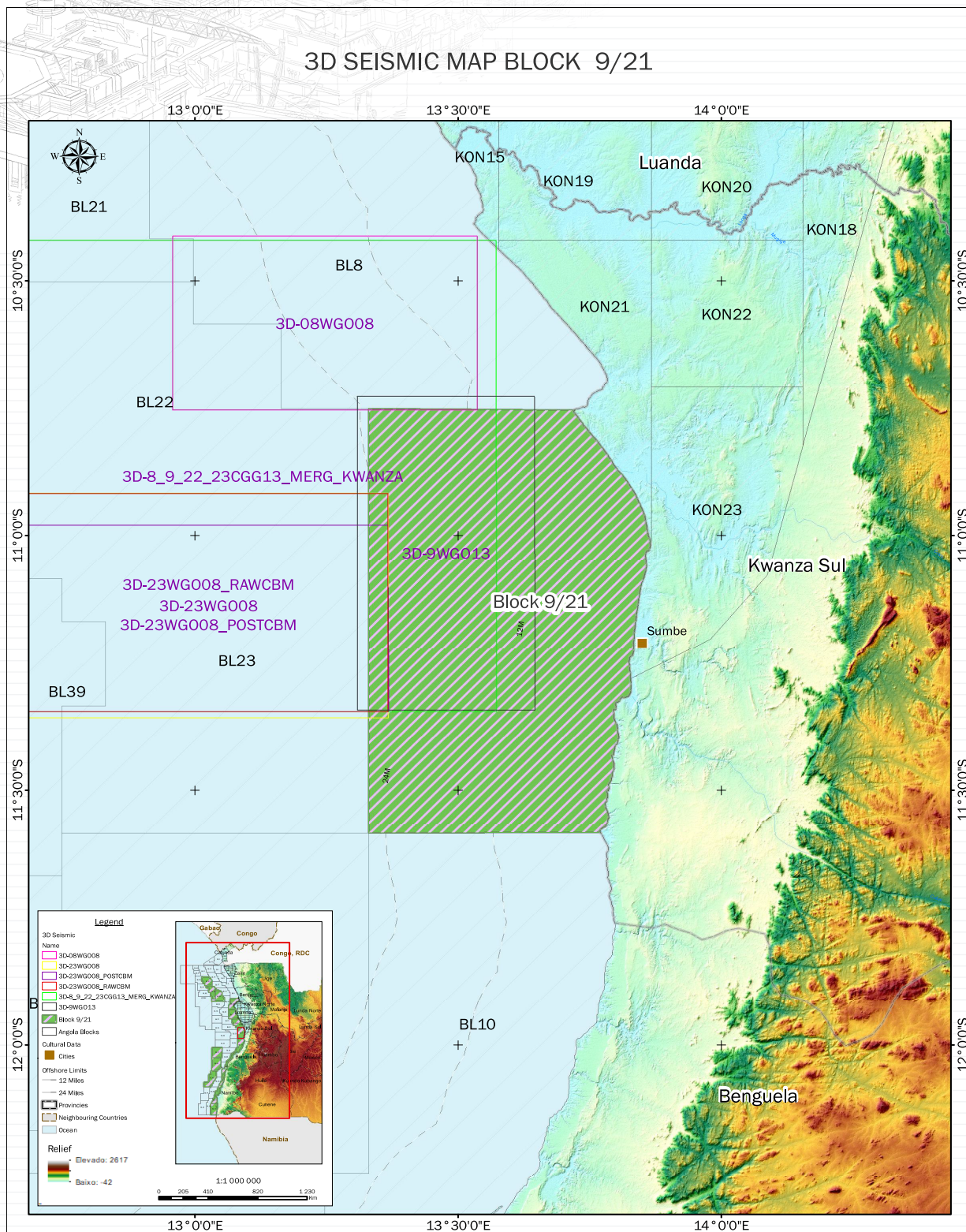


No topo dos horsts, depositaram-se os carbonatos lacustres equivalentes a Formação Toca do Baixo Congo, nos flancos dos *horsts* estão depositados sedimentos areníticos em forma de *pinchout* contra planos de falhas constituindo prováveis reservatório. A Formação Sal Maciço apresenta uma espessura variável e ocorre em quase toda a extensão da Bacia, com forte influência tectônica, formando muros de sal que contribuíram positivamente para estruturação de todo Pós-sal.

Na Unidade Pós-Salífera, a nível do Albiano é caracterizada por falhas normais de crescimento com rejeito lístrico, formando estruturas antiformes, o Terciário é marcado por falhas extensionais pós-deposicionais, cujo reservatórios são constituídos por canais turbidíticos.



Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 3D

BLOCO 10

O Bloco 10 está localizado na parte Sul da Bacia marítima de Benguela, situada no centro de Angola. Está limitado a Norte pelo Bloco 9, a Sul pelo Bloco 11, a Oeste pelos Blocos 24 e 25 e a Este pela linha de costa. Possui uma área de aproximadamente 4 789 km² e uma lâmina de água que varia de 20 a 500 metros.

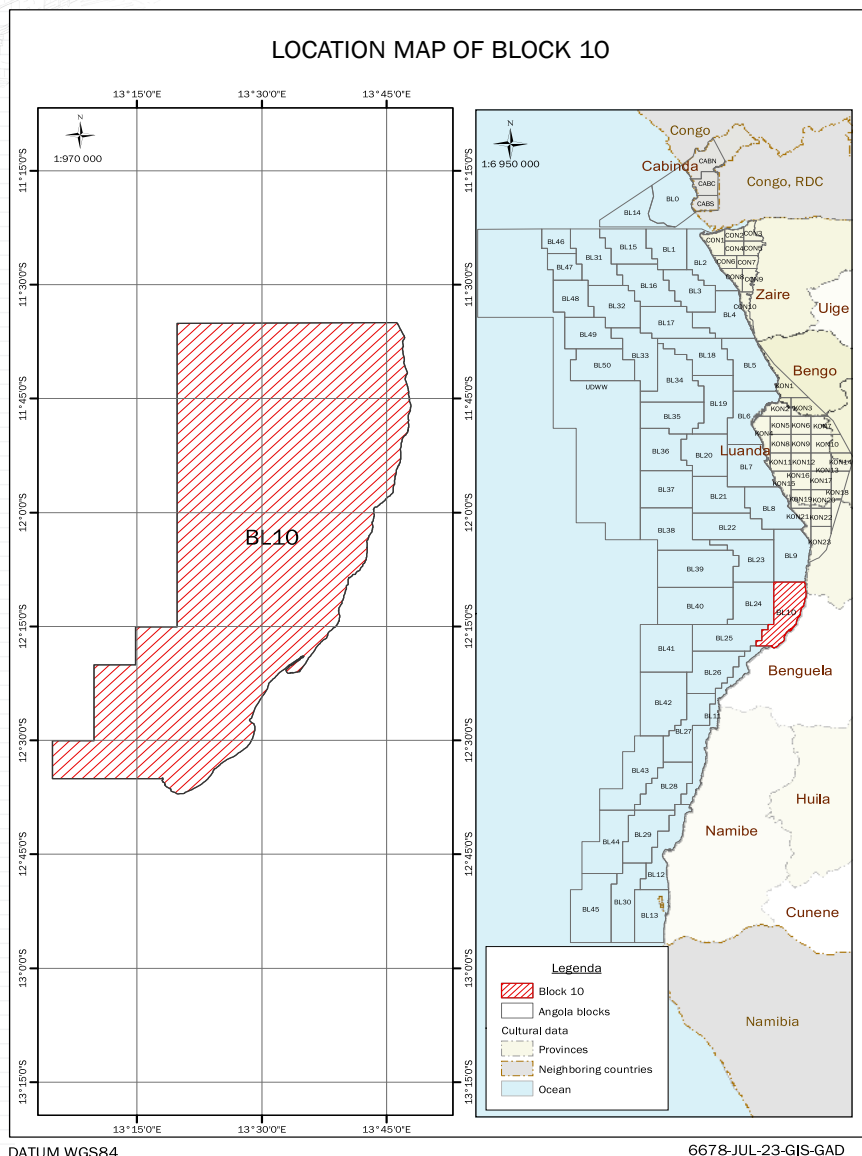
Esta limitado:

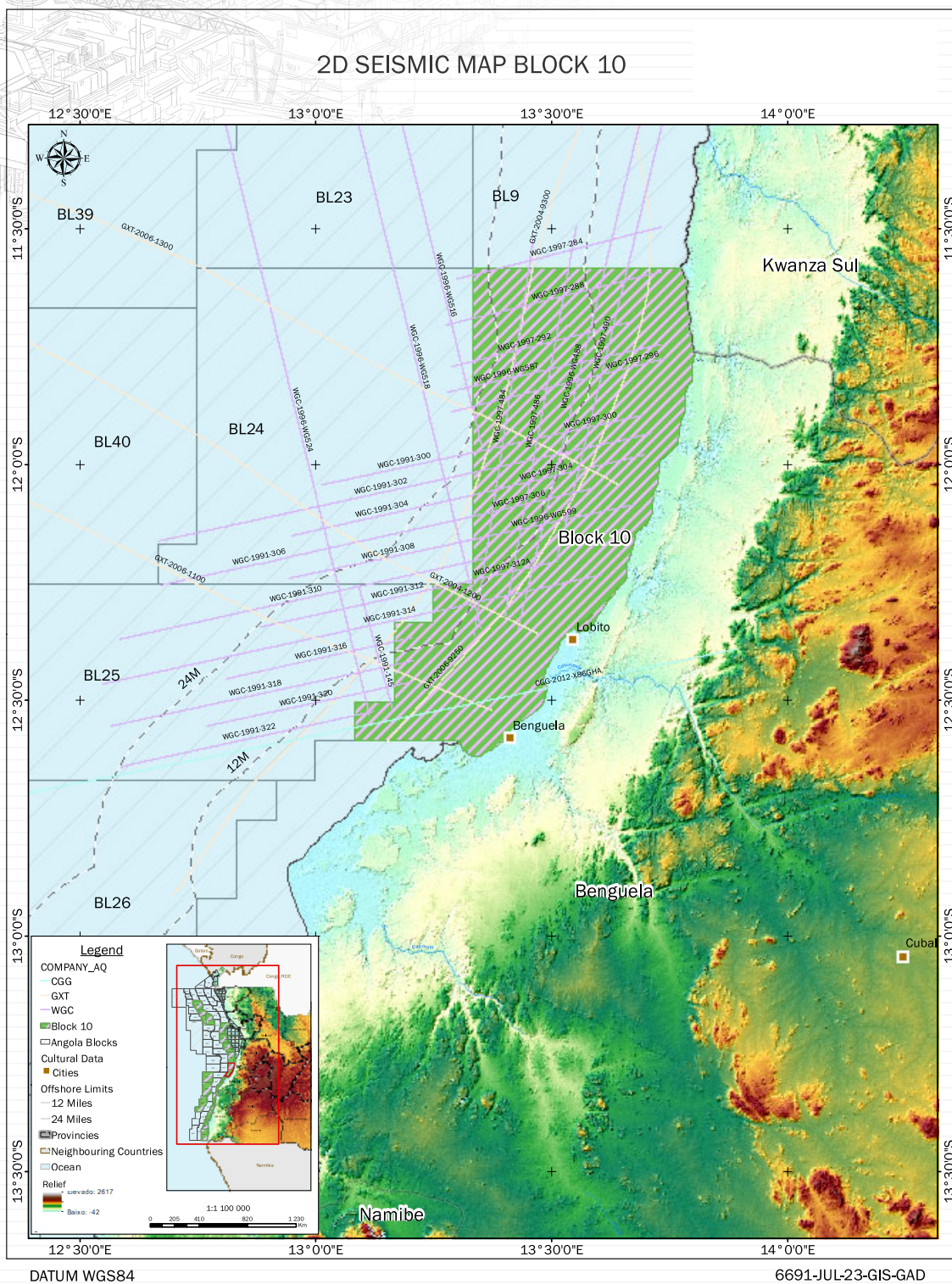
A Norte pelo Bloco 9;
A Sul pelo Bloco 11
A Este pela linha de costa;
A Oeste pelo Blocos 24 e 25.

Foram adquiridos um total de 1 492Km de dados sísmicos 2D, 1 180,99 Km² de dados sísmicos 3D e perfurados 2 poços Ngueve-1 e Henda-1.

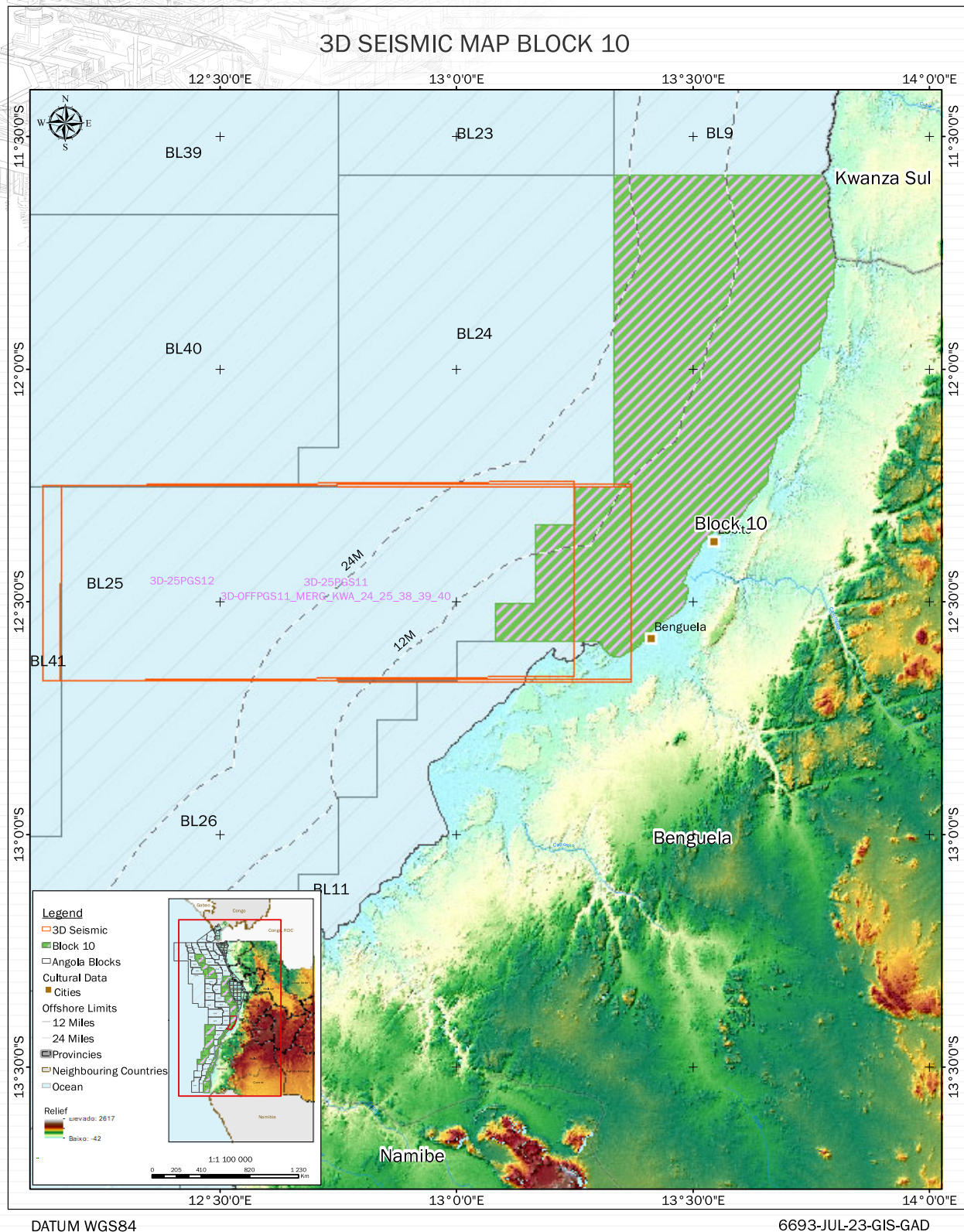
O Pré-sal é caracterizado por estruturas geológicas resultante de grandes falhamentos na fase de Rift criando estruturas do tipo *horsts* e *grabens*. A Este do Bloco depositaram-se carbonatos no topo dos *horsts* conhecidos como bons reservatórios e a Oeste depositou-se argilas ricas em matéria orgânica no fundo dos *grabens*.

No Pós-Sal a nível do Albiano, é caracterizado por falhas de crescimento com rejeito lístrico, a Oeste por rafts, semi rafts e rollovers e a Este por estruturas antiformes. No Terciário observa-se falhas extensionais e complexos de canais areníticos de idade Oligo-Mioceno.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 2D

BLOCO 11

O Bloco está localizado na Bacia Marítima do Namibe numa extensão geográfica de aproximadamente 5 074Km² e a lâmina de água varia de 0 a 200 metros.

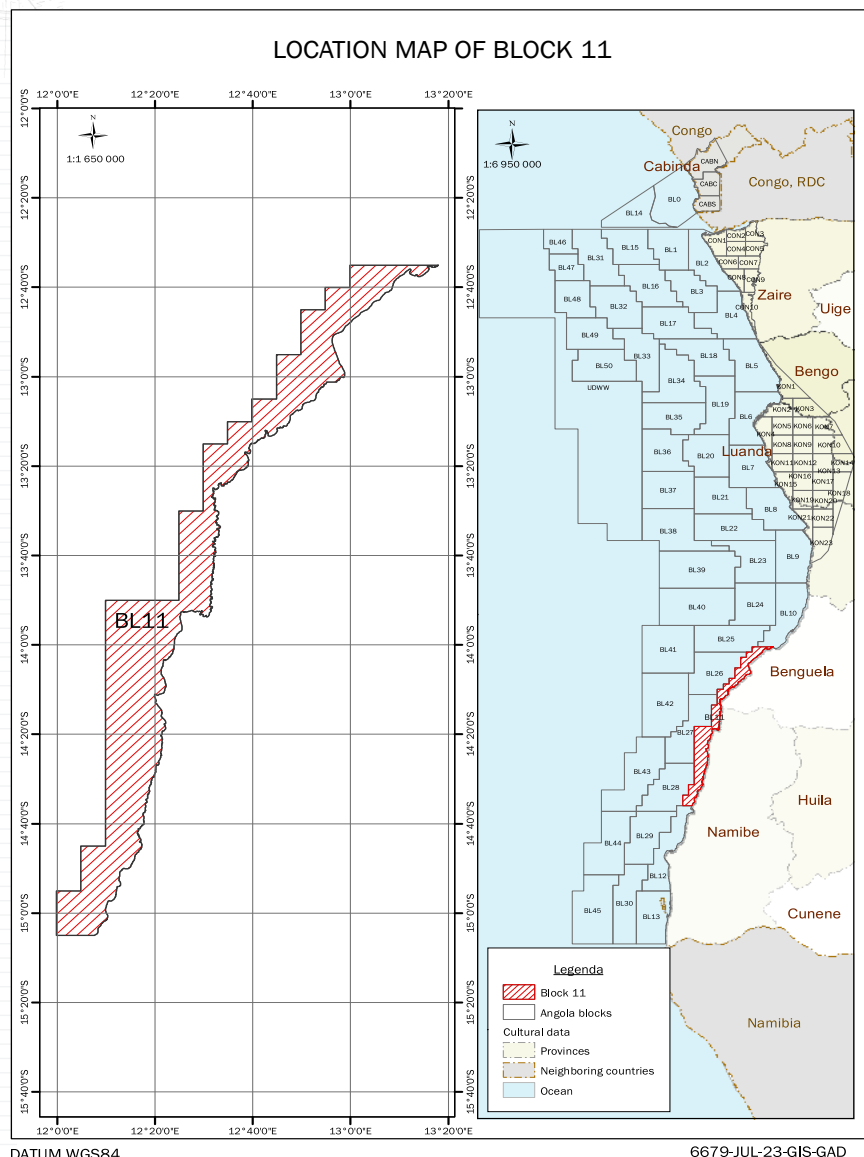
Esta limitado:

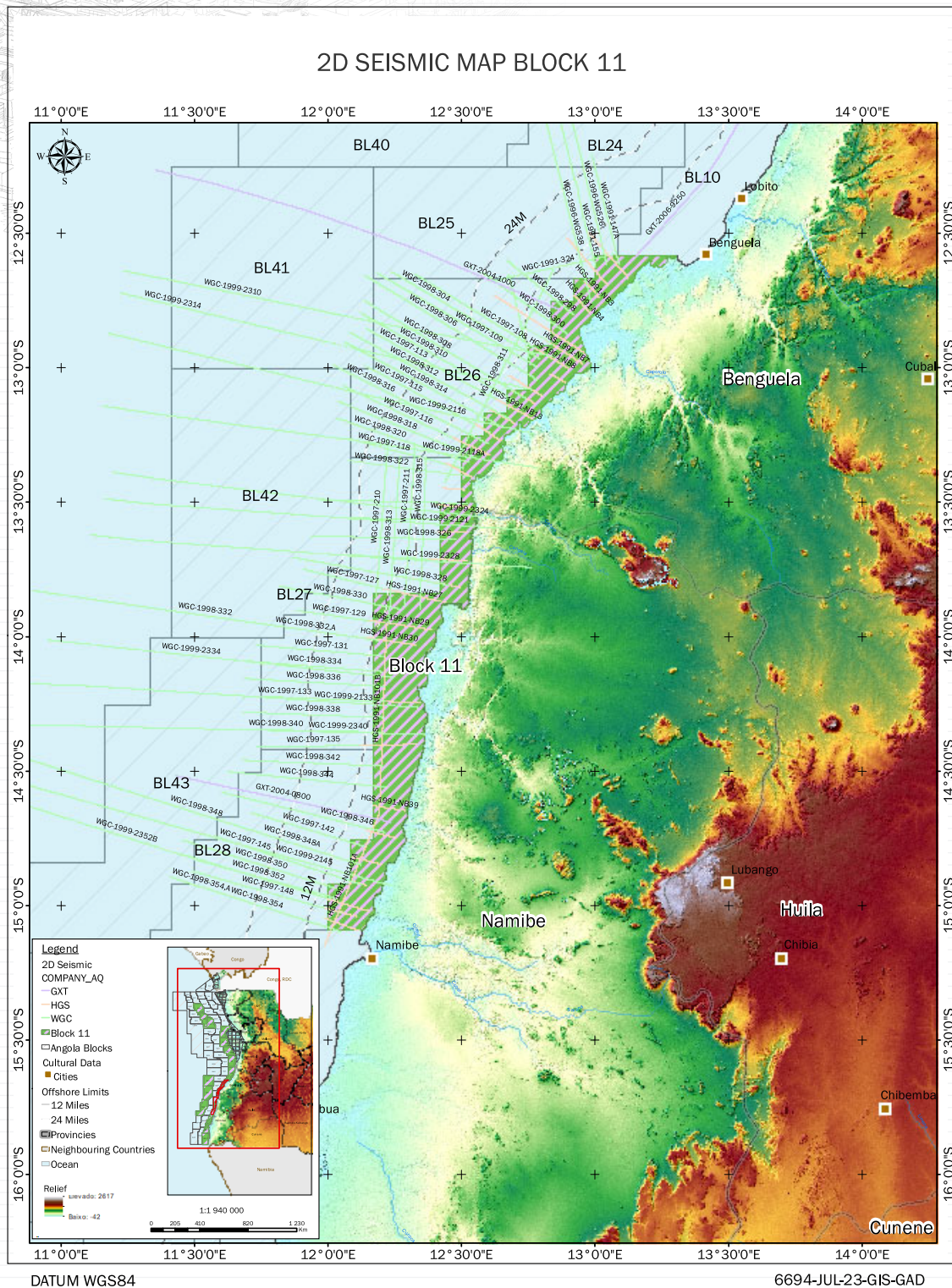
- A Norte pelo Bloco 10;
- A Sul pelo Bloco 12
- A Este pela linha de costa;
- A Oeste pelos Blocos 25, 26, 27 e 28.

O Bloco 11 possui uma cobertura sísmica 2D de aproximadamente 1 492 Km.

Os principais eventos tectónicos conhecidos no Bloco 11 observados a partir de dados de magnetometria (RTP), gravimetria (anomalia de Bouguer do domínio público) e sísmico são as fases do *Syn-rift* e *Pós-rift* do Cretácico até a idade Recente.

As estruturas geológicas no Pré-sal são caracterizadas pela tectónica de placas na fase de *Rift*, enquanto que no Pós-sal são caracterizadas pela tectónica salífera na fase do *Pós-rift*, no qual originou no Cretácico a formação de mounds no topo dos horst e canais areníticos no intervalo do Oligo-Mioceno.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D

BLOCO 12

O Bloco 12 está localizado na parte Sul da Bacia marítima de Namibe, no Sul de Angola. Possui uma área de aproximadamente 4 219,19 km² e uma lâmina de água que varia de 0 a 400 metros.

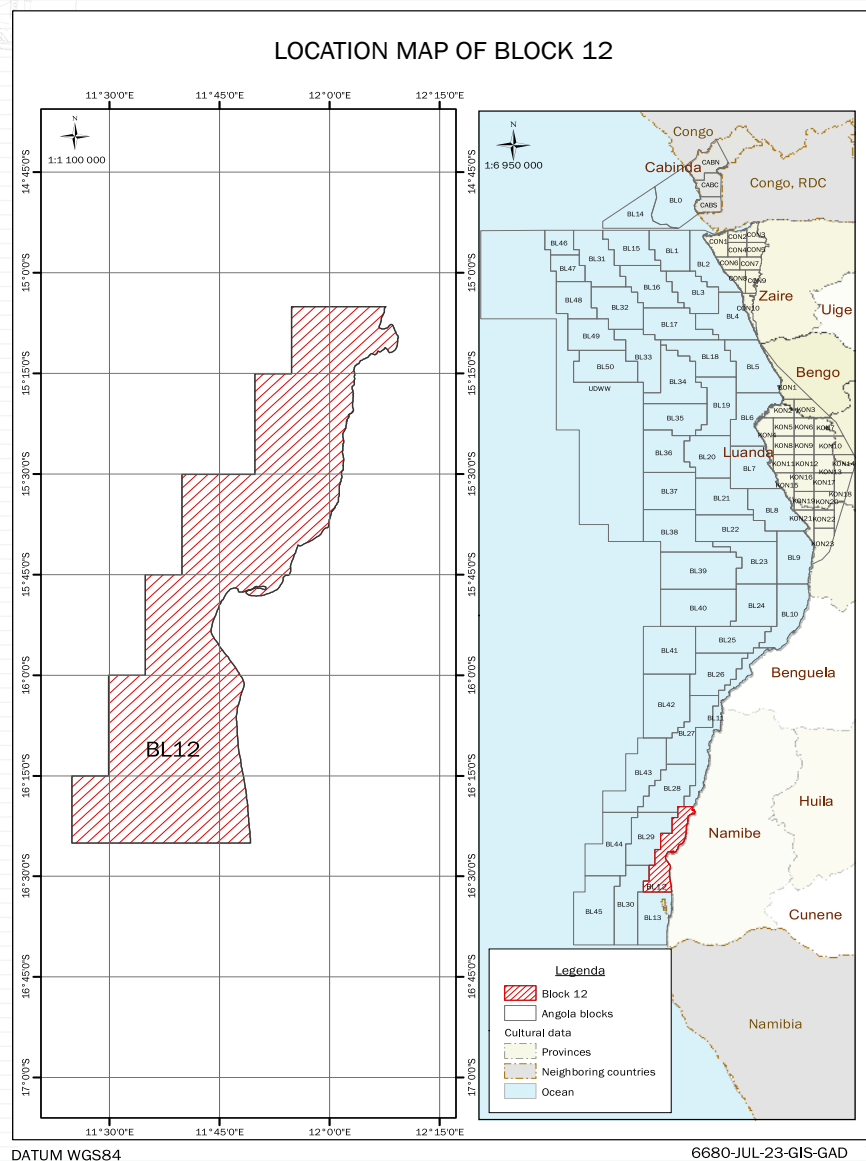
Está Limitado:

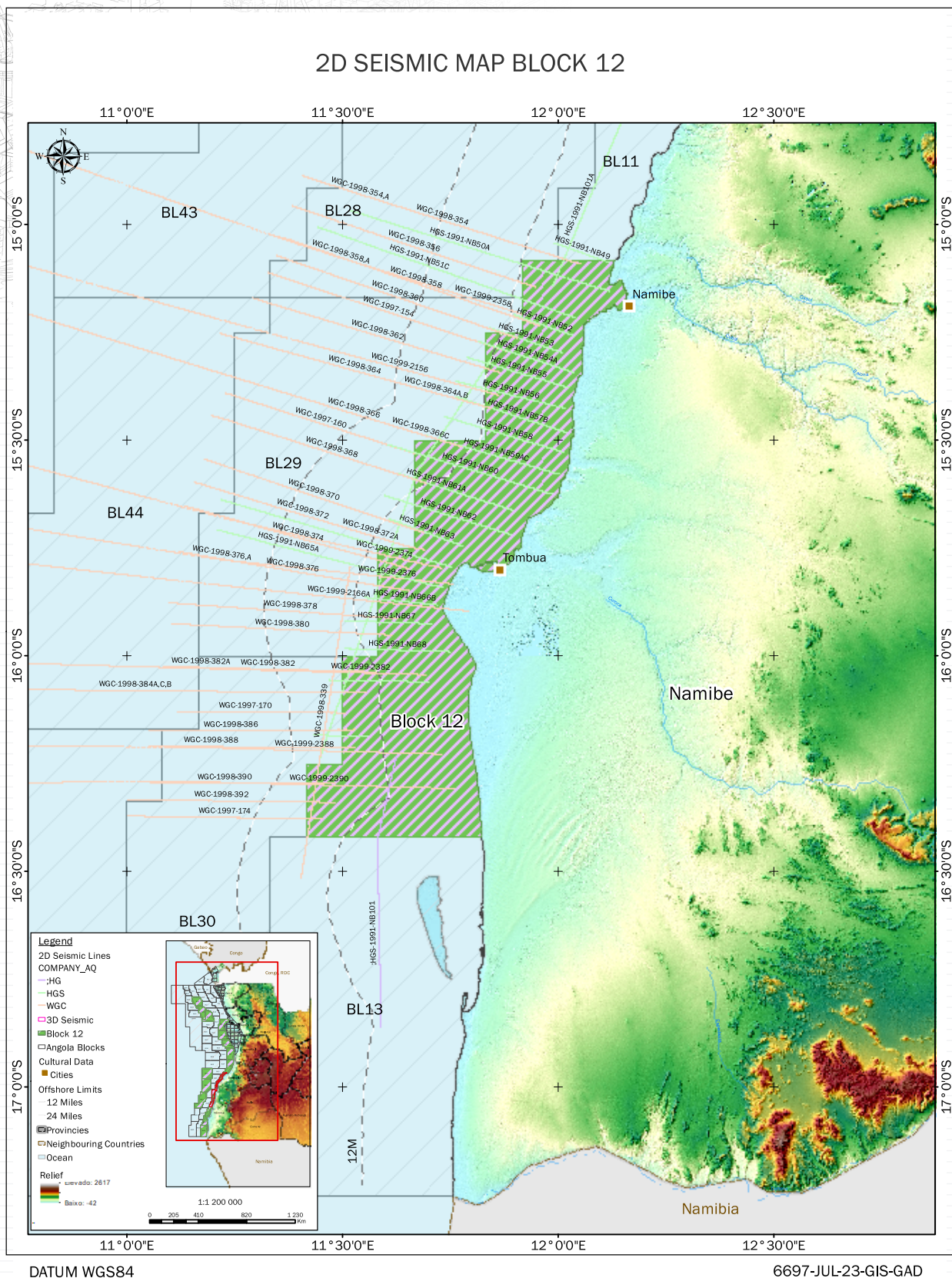
- A Norte pelo Bloco 11;
- A Sul pelo Bloco 13;
- A Este pela linha de costa;
- A Oeste pelo Bloco 28, 29 e 30;

Possui uma cobertura sísmica 2D de aproximadamente 1 824 Km.

Os principais eventos tectônicos observados a partir de dados de magnetometria (RTP), gravimetria e sísmicos indicam que no Pré-sal as estruturas geológicas são caracterizadas por um tectonismo forte, resultando na formação de altos e baixos estruturais, no qual no topo dos altos está associado a formação de reservatórios carbonáticos em forma de mound e canais areníticos nos planos de falha dos mesmos.

O *grabens*, geralmente são estruturas propícias para a deposição da rocha geradora. O Pós-sal caracterizado pela tectônica salífera é constituído por antififormes, *rafts*, semi-rafts, falhas de crescimento com rejeito lístrico a nível do Albiano e Cretáceo Superior, e canais areníticos no intervalo do Oligo-Mioceno.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D

BLOCO 13/19

O Bloco 13 está localizado na Bacia Marítima do Namibe, cobre uma área de aproximadamente 4 513 km², com uma lâmina de água que varia entre 50 à 1000m.

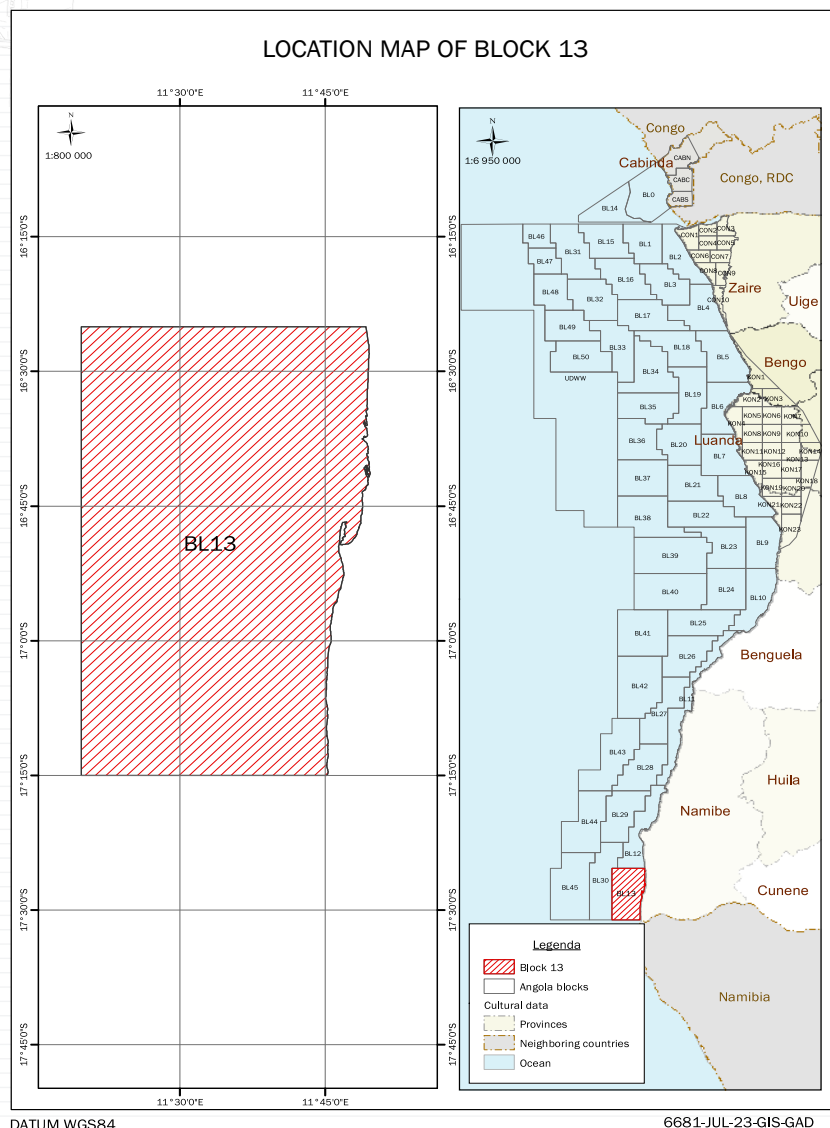
Está Limitado:

- A Norte pelo Bloco 12;
- A Sul pela Bacia Marítima da Namíbia;
- A Este pela porção terrestre da Bacia do Namibe;
- A Oeste pelo Bloco 30.

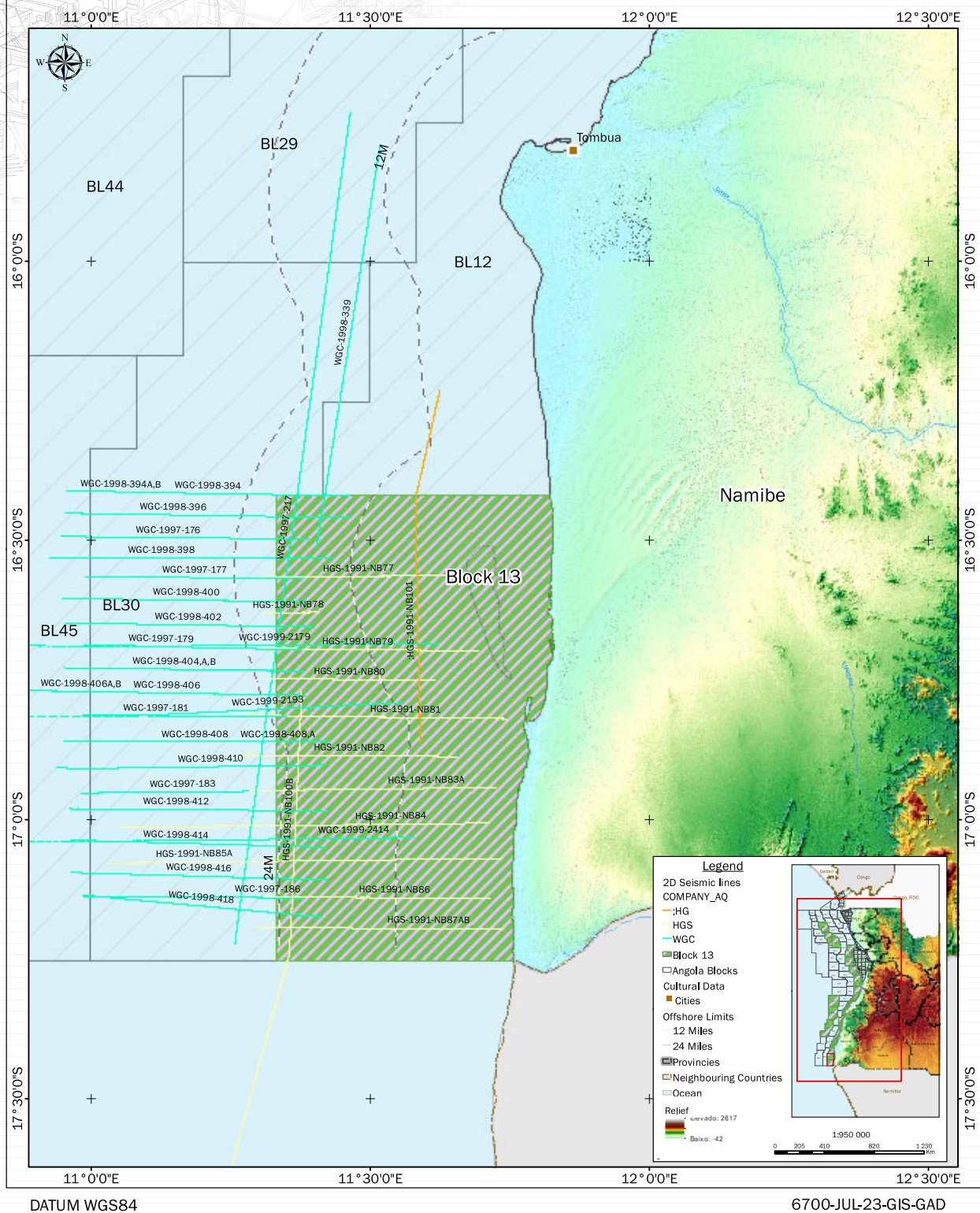
Apresenta uma cobertura sísmica de aproximadamente 1 742 Km.

Este é o Bloco, localizado mais a Sul das águas rasas da Bacia, apresenta um embasamento com falhamentos acentuados devido ao forte tectonismo que deram origem aos horsts e grabens, observados a partir de dados de magnetometria (RTP), gravimetria (anomalia de Bouguer do domínio público) e sísmico.

A partir do carácter sísmico identificou-se possíveis mounds no topo dos *horsts*, estruturas em *pinchout* na sequência Pré-salífera. No Pós-sal a nível do Albiano o Bloco é caracterizado por rafts, anticlinais e canais areníticos no intervalo do Oligo-Mioceno.



2D SEISMIC MAP BLOCK 13



Mapa de Cobertura Sísmica 2D

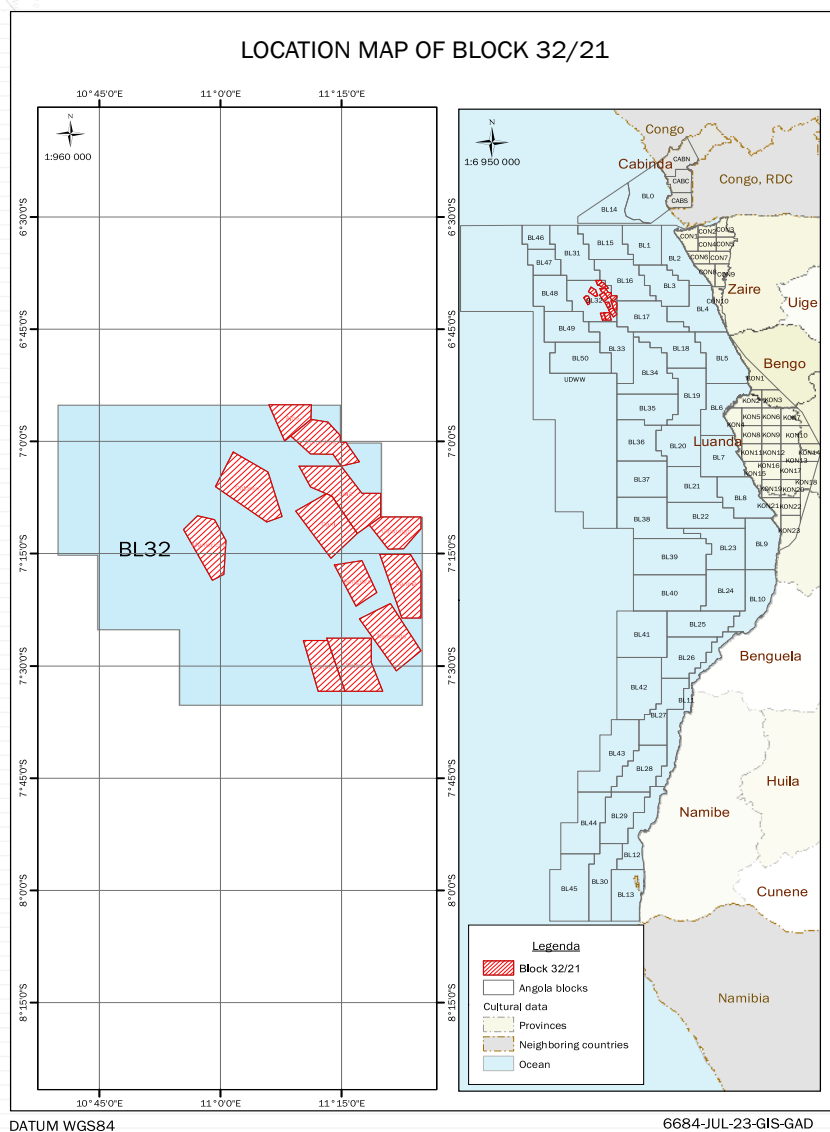
Está limitado:

- O bloco tem uma cobertura de 13 832 km² de sísmica 3D e aproximadamente 1 435 km² de sísmica 4D. Foram perfurados 28 poços de exploração, sendo 16 de pesquisa e 12 poços de avaliação. Dentre os poços de pesquisa foram declaradas 14 descobertas e 2 poços secos.

A Unidade Pré-Salífêra tem como rocha geradora as argilas ricas em matéria orgânica da Formação Bucomazi, depositadas nos grabens. Como reservatórios as areias da Formação Lucula e os arenitos depositados nos flancos dos horsts com terminações em pinchout. Os carbonatos lacustres encontrados nos topos dos horsts, constituem os reservatórios da Formação Toca, assim como as camadas de areias da Formação Chela. O Sal maciço de idade Aptiano constitui o principal selo a nível desta unidade.

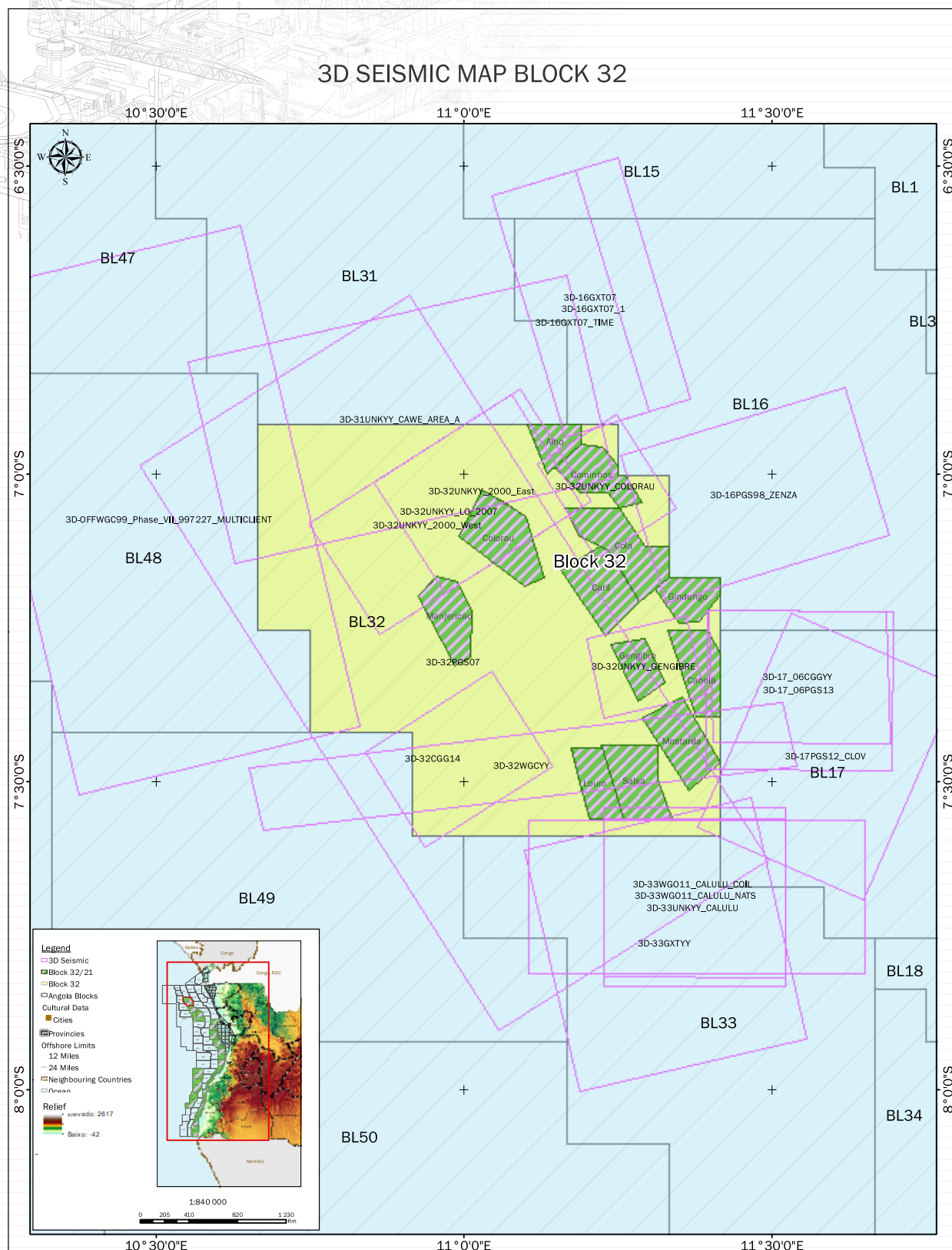
A Unidade Pós-Salíferra tem como rochas geradoras os argilitos e os calcilutitos da Formação Pinda, os calcários dolomíticos e os arenitos constituem os principais reservatórios e as argilas o selo regional a nível do Albiano.

O Cretácico Superior argiloas (rocha geradora), e os arenitos (reservatórios) da Formação Iabe. No Terciário as argilas da Formação Malembo como geradoras e selo, como os reservatórios as areias desta mesma formação.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 3D

BLOCO 33/21

O Bloco 33 está localizado na bacia marítima do Baixo Congo, tendo uma área total de 4 900 km² e uma lâmina de água que varia entre 2 000 à 2 500 m de profundidade.

Está limitado:

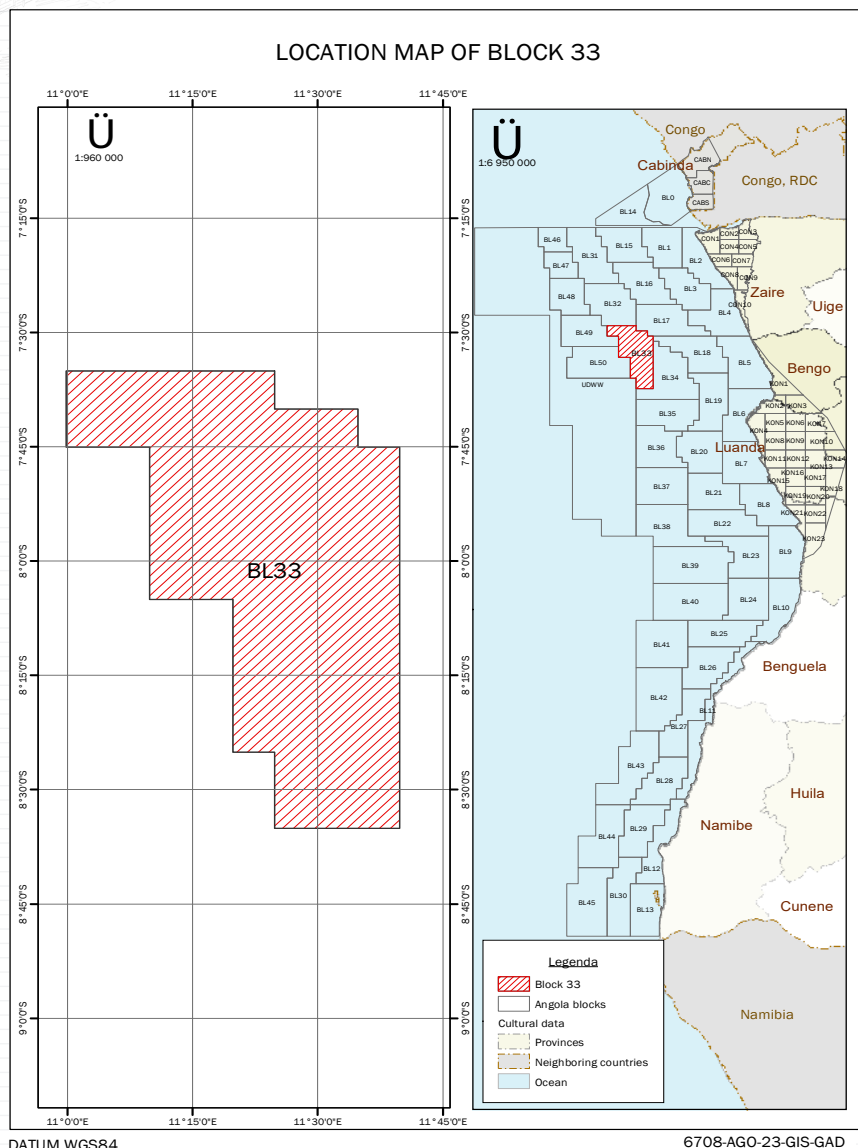
- A Norte pelos Blocos 32 e 17,
- A Este e Sul pelo Bloco 34,
- A Oeste pelos Blocos 49 e 50;

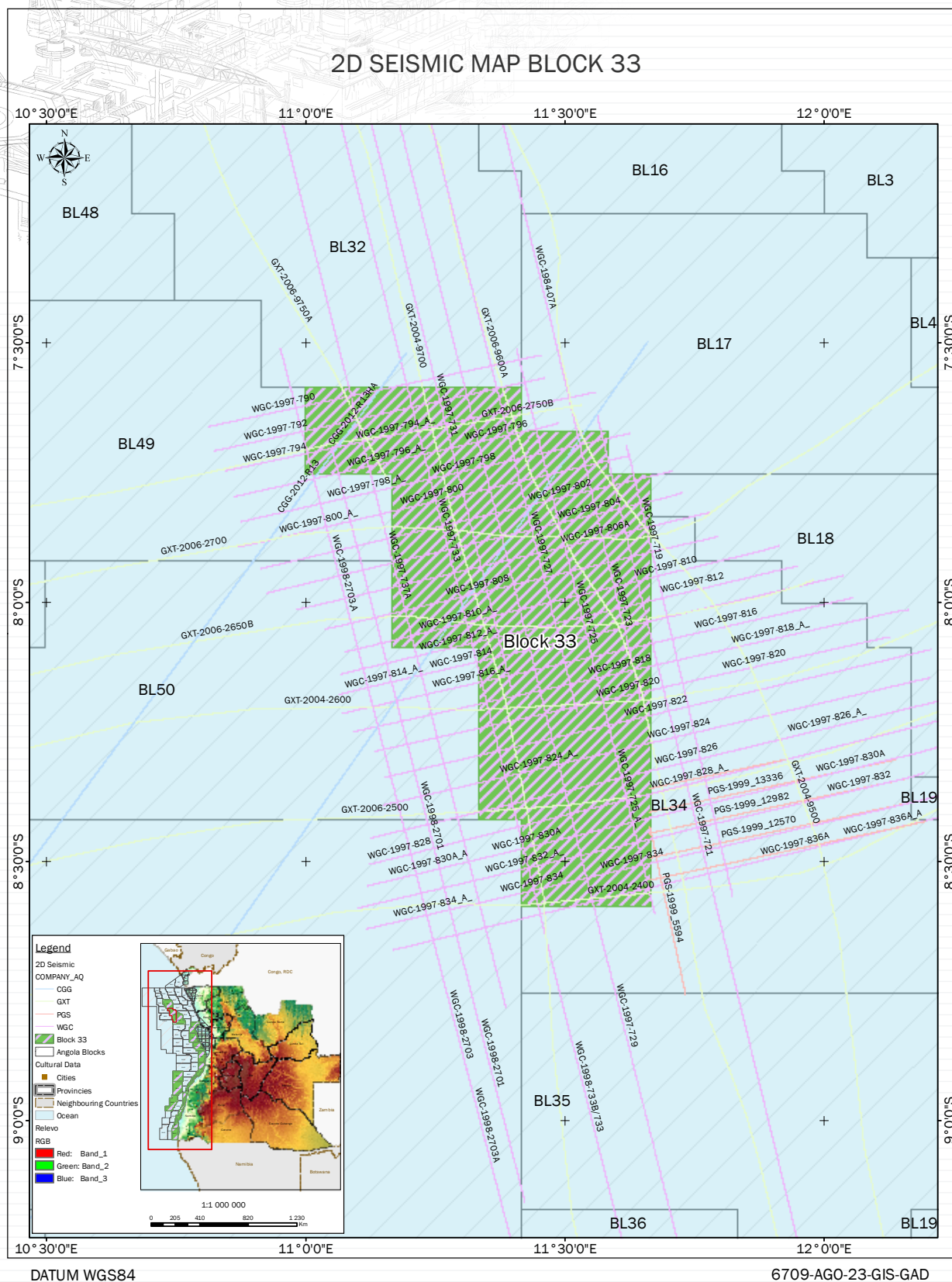
Relativamente a sísmica, o Bloco tem cobertura de aproximadamente 2 570 Km de sísmica 2D e 7 364 km² de sísmica 3D e perfurados 6 (Seis).

A Unidade Pré-Salífera tem como rocha geradora as argilas ricas em matéria orgânica da Formação Bucomazi, depositadas nos grabens. Como reservatórios as areias da Formação Lucula e os arenitos depositados nos flancos dos horsts com terminações em *pinchout*. Os carbonatos lacustres encontrados nos topos dos horsts, constituem os reservatórios da Formação Toca, assim como as camadas de areias da Formação Chela.

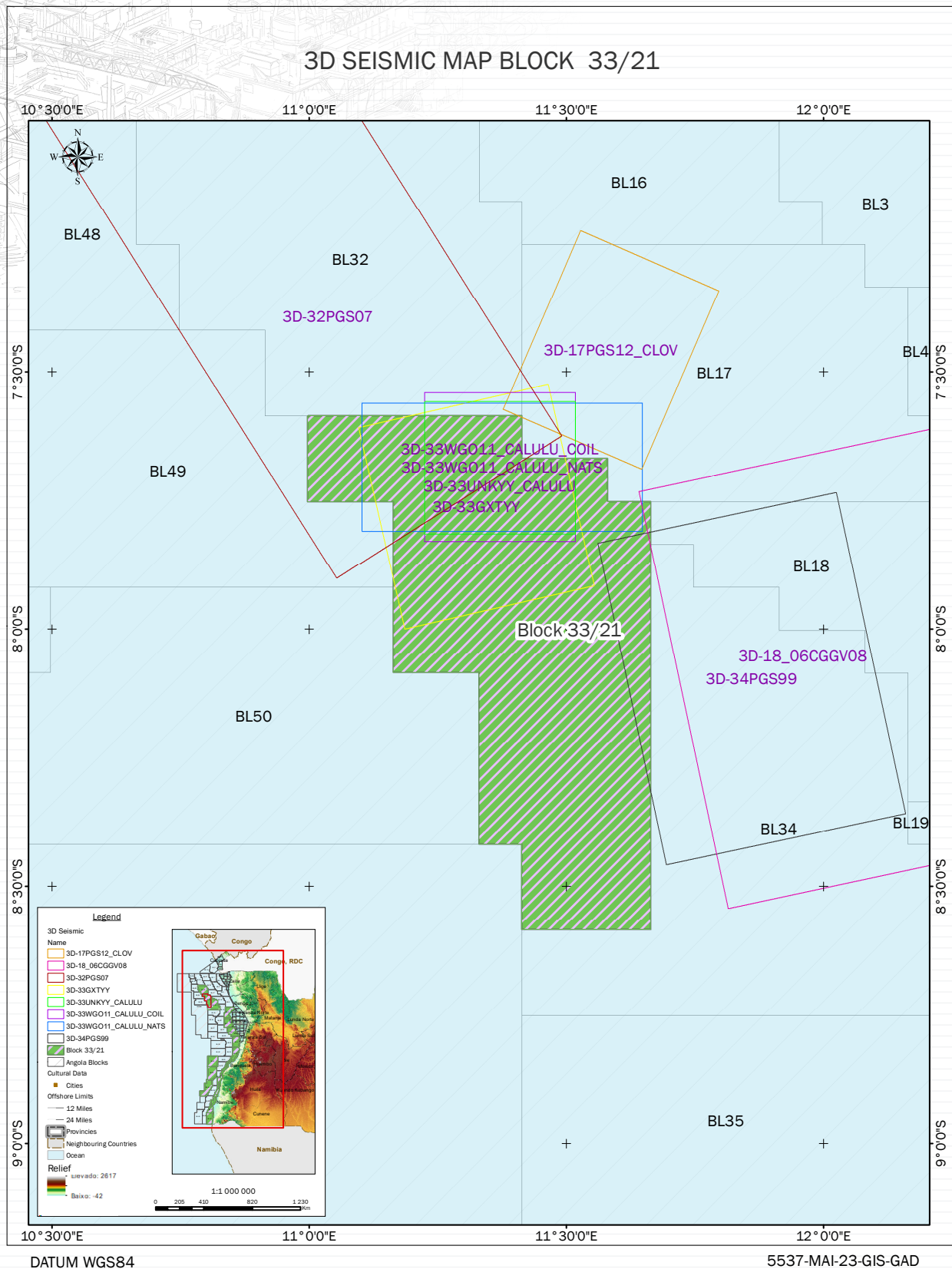
O Sal maciço de idade Aptiano constitui o principal selo a nível desta unidade.

A Unidade Pós-Salífera tem como rochas geradoras os argilitos e os calcilitos da Formação Pinda, os calcários dolomíticos e os arenitos constituem os principais reservatórios e as argilas o selo regional a nível do Albiano. O Cretácico Superior argiloas (rocha geradora), e os arenitos (reservatórios) da Formação labe. No Terciário as argilas da Formação Malembo como geradoras e selo, como os reservatórios as areias desta mesma formação.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 3D

BLOCO 34/21

O Bloco 34 está situado no Offshore de Angola, na Bacia do Baixo Congo numa área aproximada de 5 934 Km², e uma lâmina de água que varia de 1 500 a 2 800 m de Profundidade.

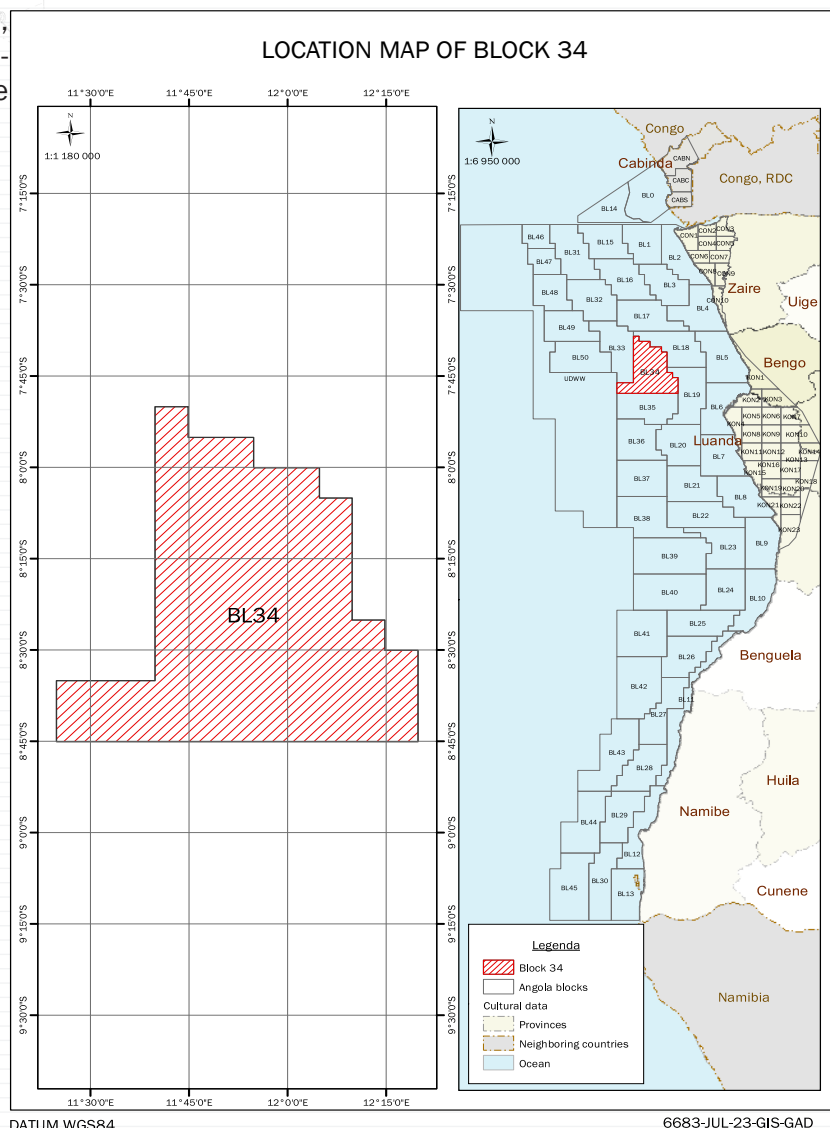
Está limitado:

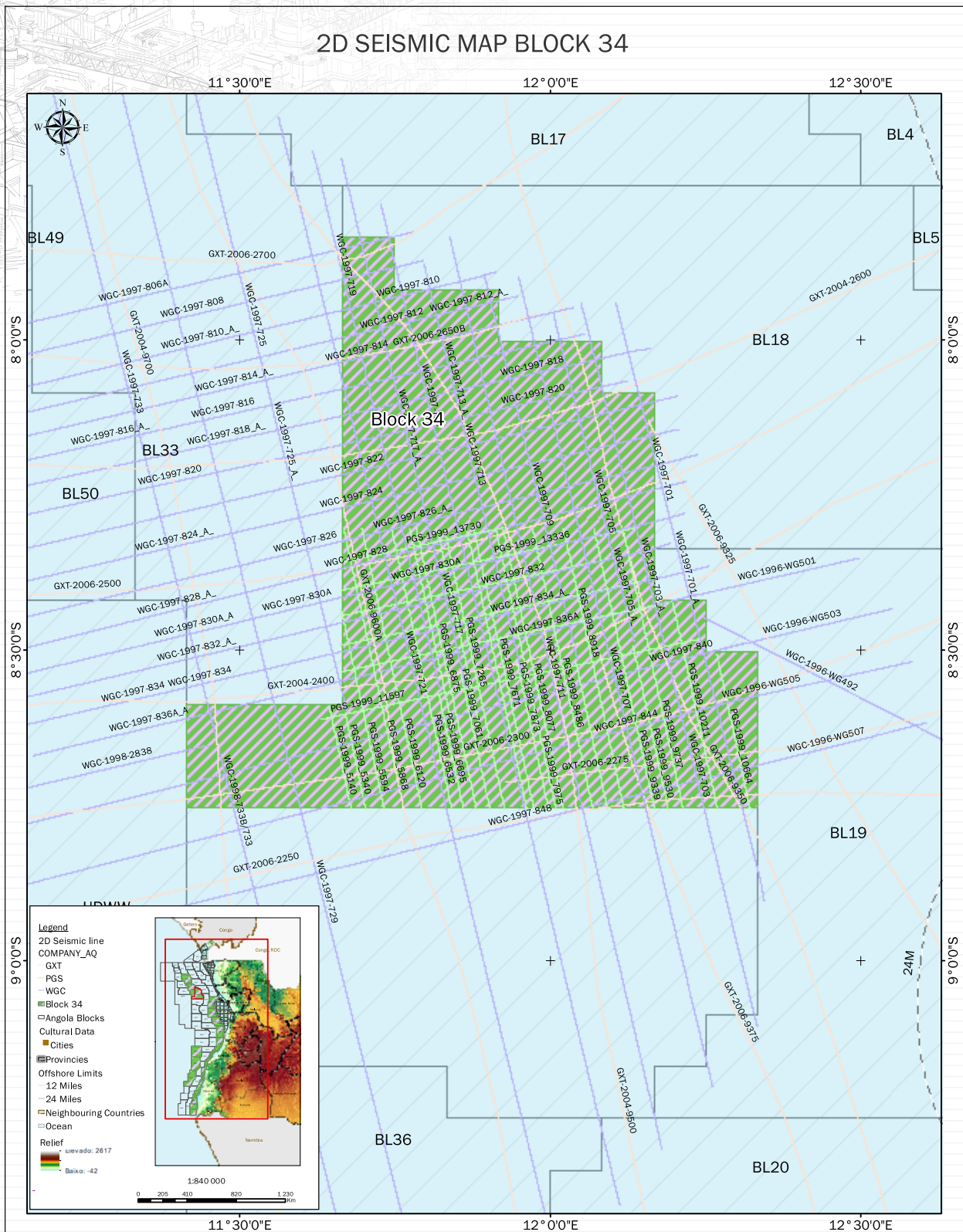
- A Norte pelo Bloco 18;
- A Sul pelo Bloco 35;
- A Este pelos Blocos 18 e 19;
- A Oeste pelo Bloco 33

O Bloco tem cobertura de aproximadamente 2 500 Km de sísmica 2D e 5662 km² de sísmica 3D e perfurados 2 (dois) poços N´Gandu-1 e N´Demba-1.

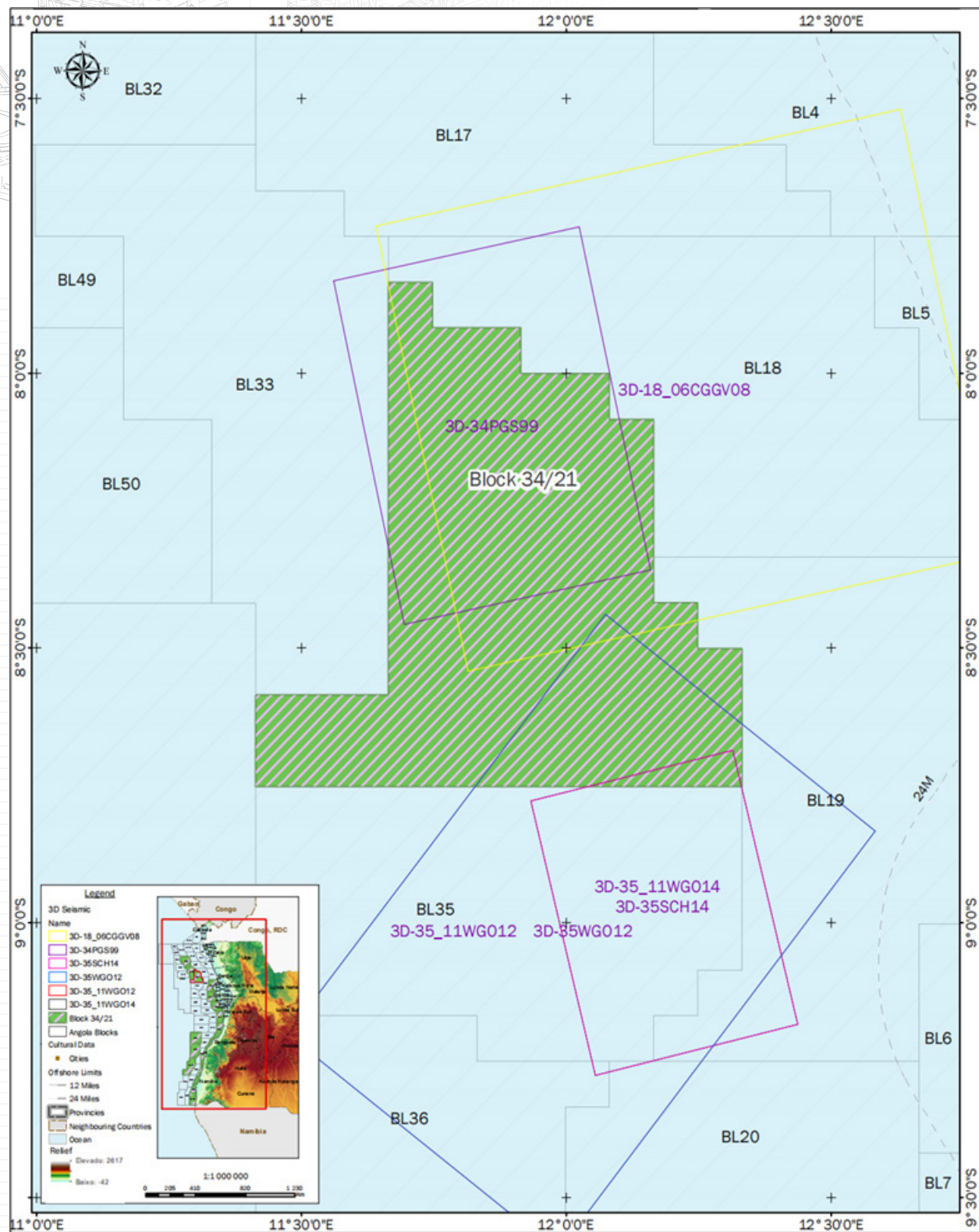
A Unidade Pré-Salífera tem como rocha geradora as argilas ricas em matéria orgânica da Formação Bucomazi, depositadas nos grabens. Como reservatórios as areias da Formação Lucula e os arenitos depositados nos flancos dos horsts com terminações em *pinchout*. Os carbonatos lacustres encontrados nos topos dos *horsts*, constituem os reservatórios da Formação Toca, assim como as camadas de areias da Formação Chela. O Sal maciço de idade Aptiano constitui o principal selo a nível desta unidade.

A Unidade Pós-Salífera tem como rochas geradoras os argilitos e os calcilutitos da Formação Pinda, os calcários dolomíticos e os arenitos constituem os principais reservatórios e as argilas o selo regional a nível do Albiano. O Cretácico Superior argiloas (rocha geradora), e os arenitos (reservatórios) da Formação Iabe. No Terciário as argilas da Formação Malembo como geradoras e selo, como os reservatórios as areias desta mesma formação.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Mapa de Cobertura Sísmica 3D

BLOCO 41

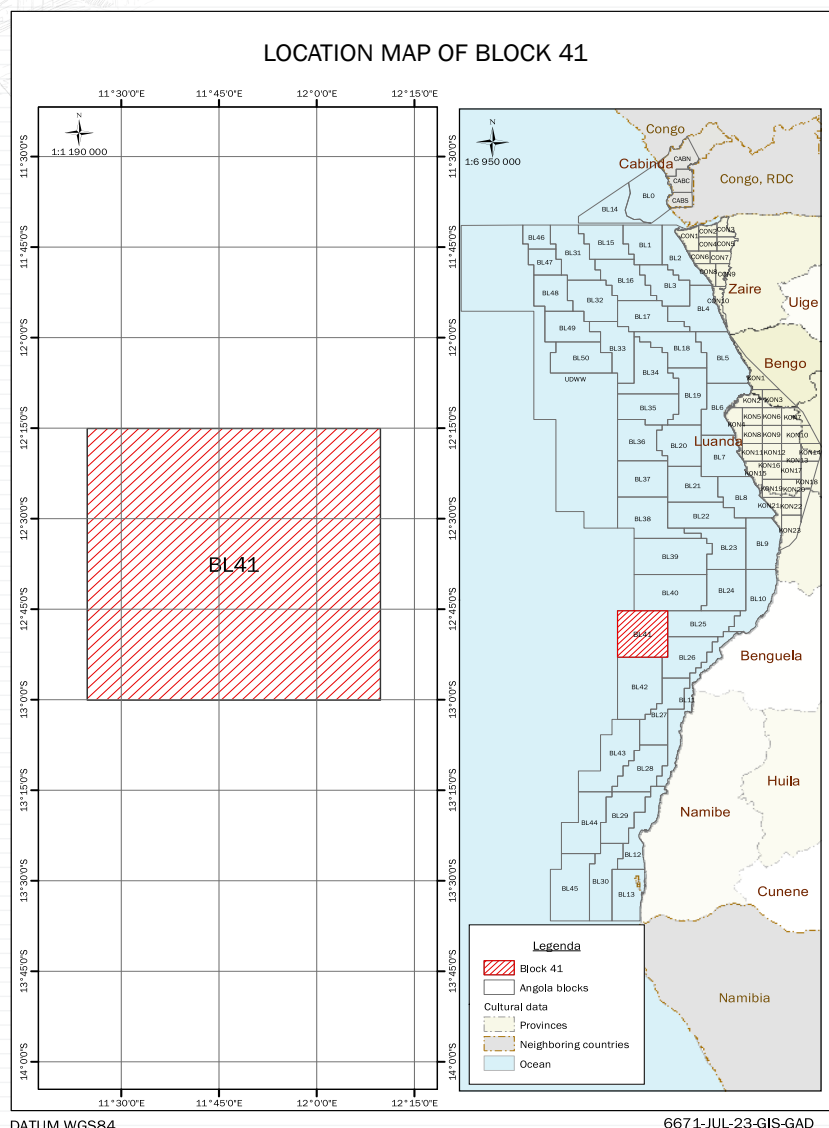
O Bloco 41 está localizado na Bacia Marítima do Namibe em águas ultras profundas. Possui uma área de aproximadamente 6 711 km² e Lâmina de água entre 1 500 a 2 000 metros.

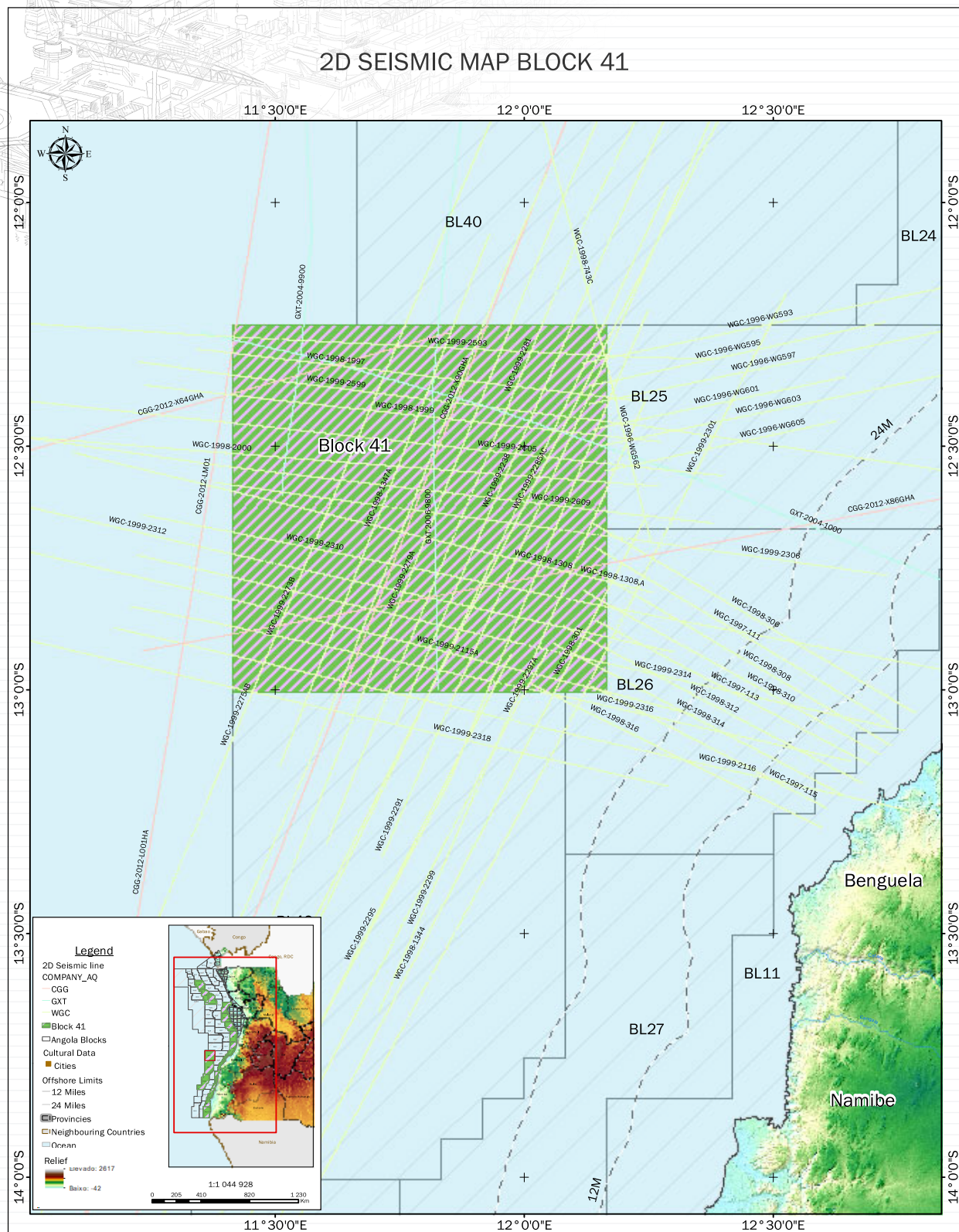
Está limitado à:

- Norte pelo Bloco 40;
- Sul pelo Bloco 42;
- Este pelo Bloco 25;
- Oeste pelo Oceano Atlantico

O Bloco 41 possui uma cobertura sísmica 2D de aproximadamente 2 586, 40 Km. Os principais eventos tectônicos que ocorrem no Bloco 41, observados a partir de dados de magnetometria (RTP), gravimetria (anomalia de Bouguer do domínio público) e sísmico são caracterizados na sequência Pré-salífera por altos e baixos estruturais.

A sequência Salífera com grande espessura serve como selo aos reservatórios da sequência subjacente. O Pós-sal caracterizado por um domínio compressional, é formado por estruturas antiformes causadas pela movimentação do sal em grandes massas a Oeste da Bacia, onde se localiza o Bloco. No Oligo-Mioceno evidencia-se a ocorrência de canais areníticos como potencial reservatório.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D

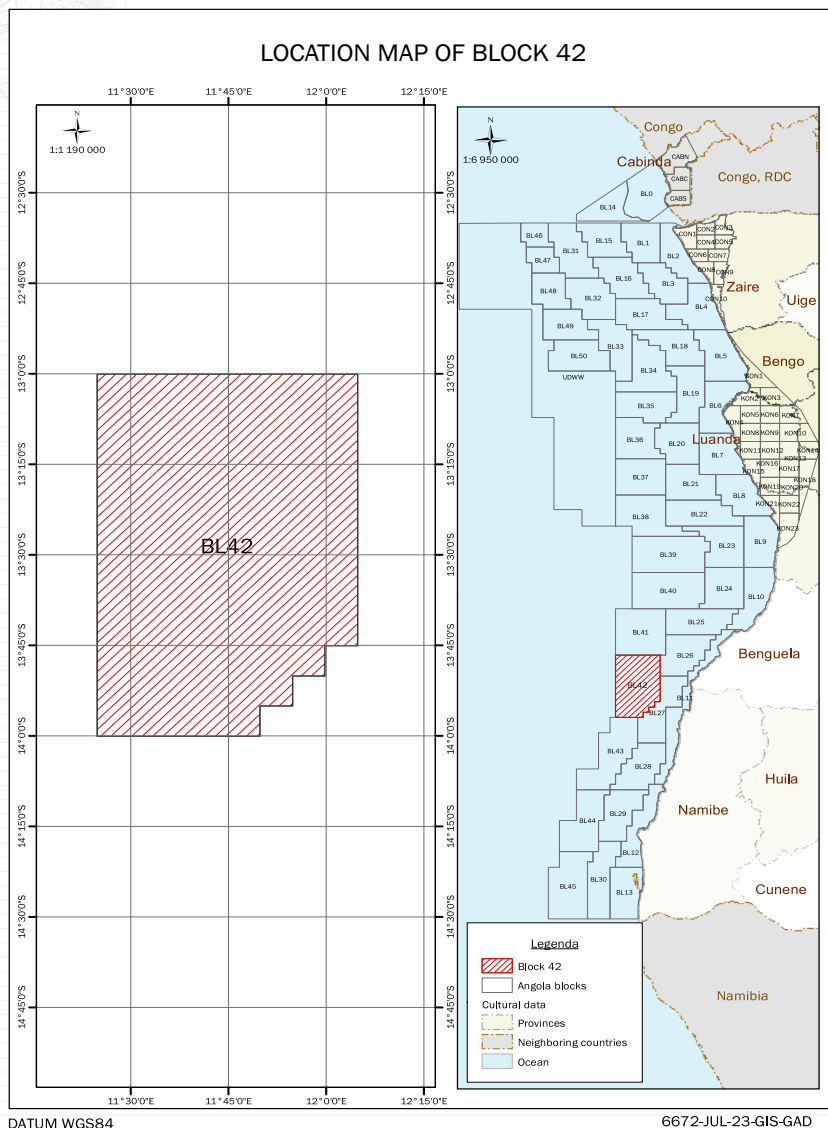
BLOCO 42

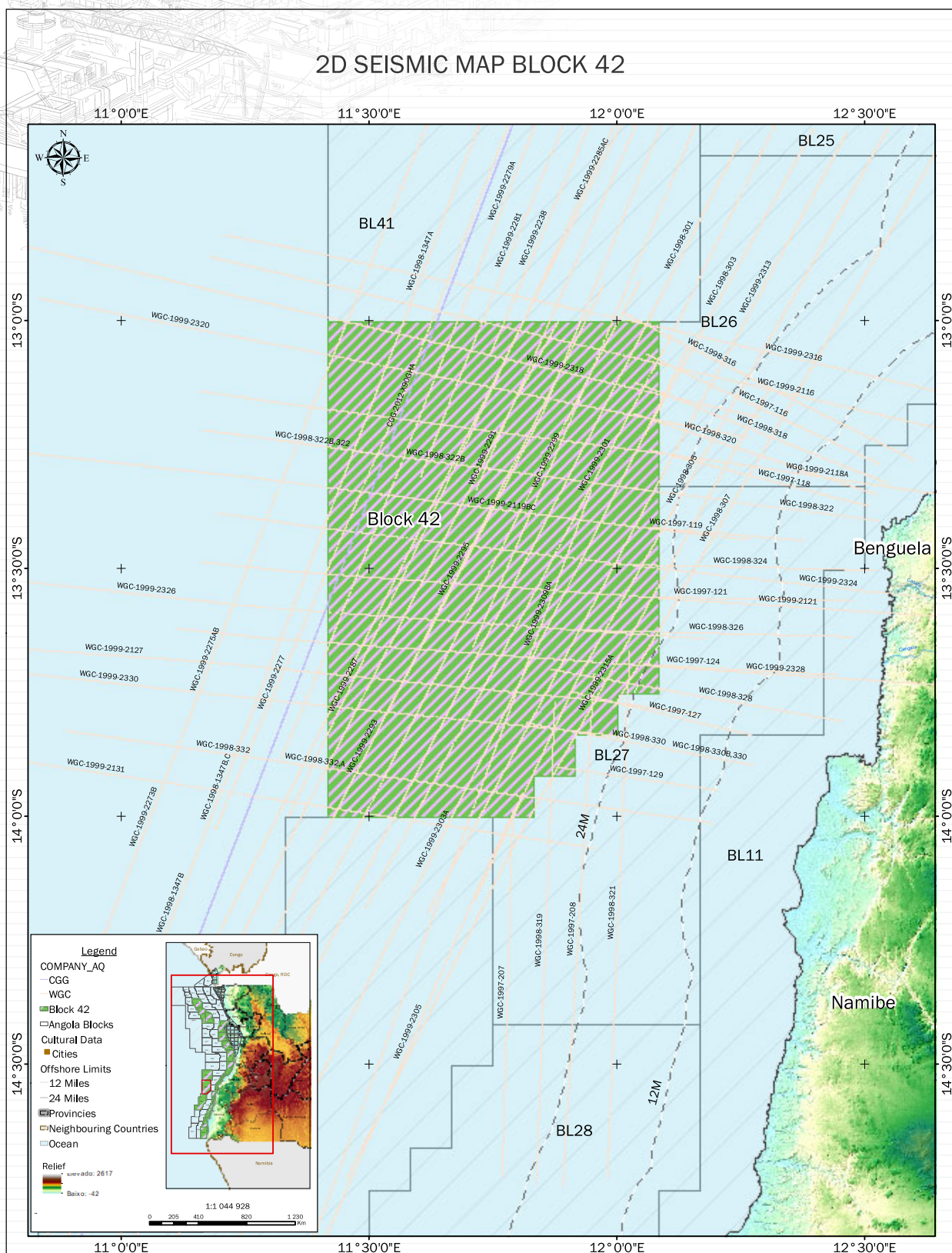
O Bloco 42 situa-se na parte marítima da Bacia do Namibe apresentando uma lâmina de água que varia entre 2000 e 3000 metros (m) e uma área de aproximadamente 7511,61 km².

Está limitado:

- A Norte pelo Bloco 41;
- A Sul pelo Bloco 43;
- A Este pelos Blocos 26 e 27;
- A Oeste pelo Oceano Atlântico.

Com uma cobertura sísmica 2D de aproximadamente 2 852 Km, o Bloco 42 é caracterizado por grandes eventos tectónicos identificados a partir da integração de dados de magnetometria (RTP), gravimetria e sísmico, no qual, o Pré-sal corresponde a fase de *Rift*, originando a formação de *mounds* no topo dos *horsts*, constituindo potencial reservatório neste nível, enquanto que no Pós-sal a tectónica salífera desempenha um factor fundamental na estruturação a este nível, formando antiformes e alguns canais no intervalo do Oligo-Mioceno.





Mapa de Cobertura Sísmica 2D

BLOCK 43

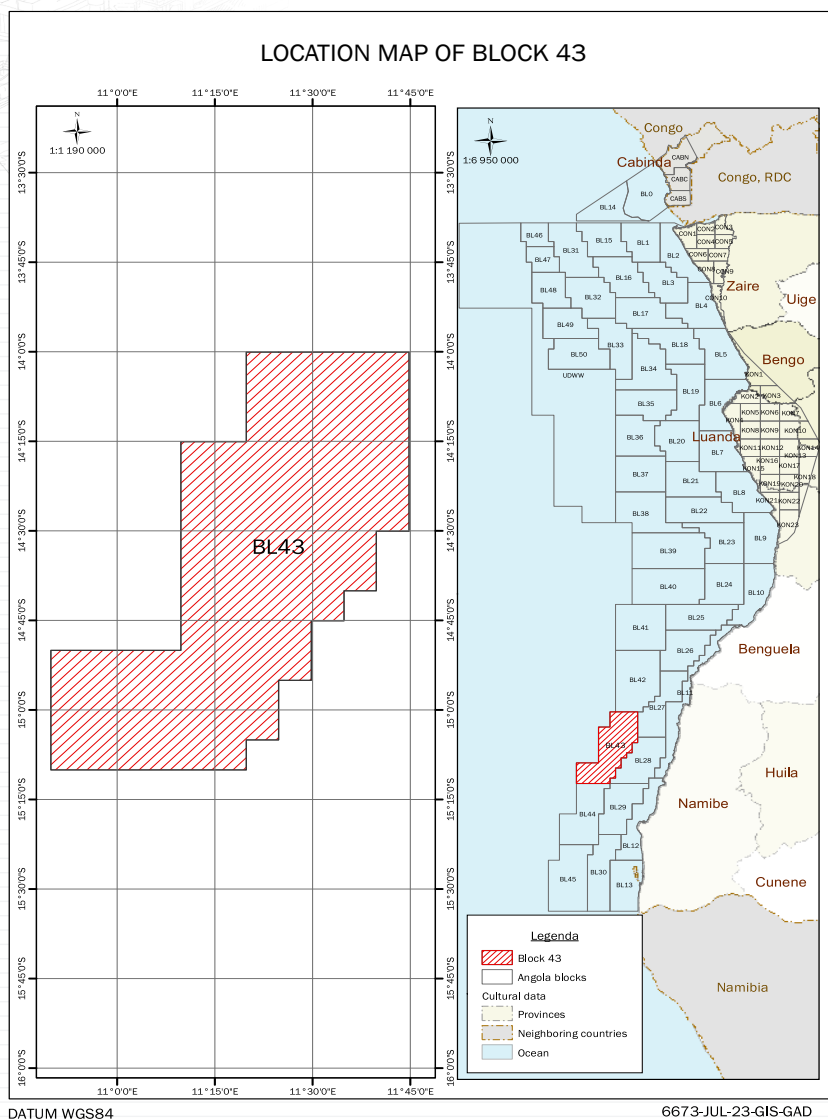
O Bloco 43 está localizado na parte No-
roeste da Bacia do Namibe offshore. A
extensão do Bloco é de aproxima-
damente 7 067,12 Km² e apresenta uma
lâmina de água variável entre 2500 à
3000m.

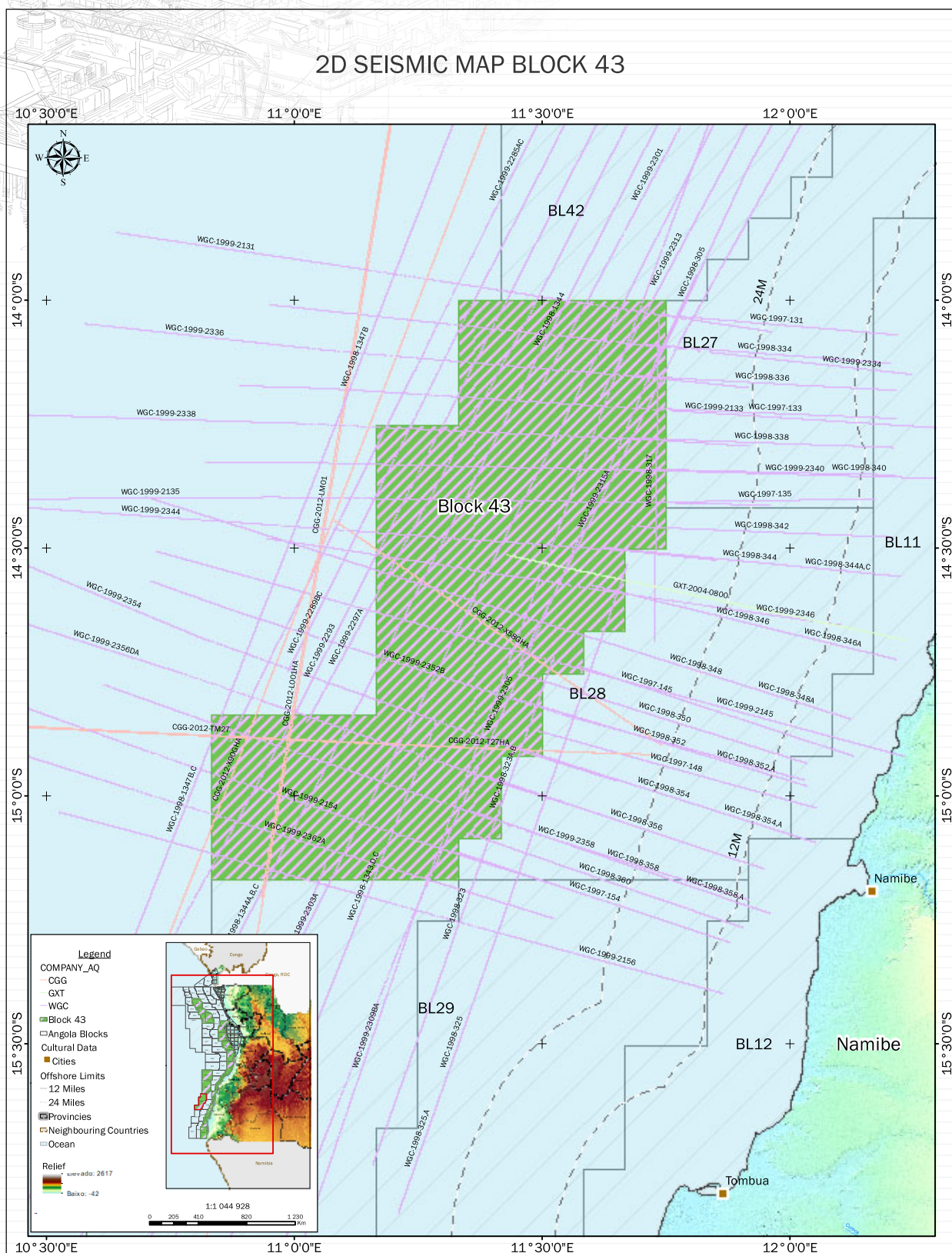
Está limitado:

- A Norte pelo Bloco 42,
- A Sul pelo Bloco 44,
- A Este pelos Blocos 27 e 28 e
- A Oeste pelo oceano Atlântico.

Com uma cobertura sísmica 2D de
aproximadamente 1 544 Km, os princi-
pais eventos tectônicos conhecidos no
Bloco, foram identificados a partir da in-
tegração de dados de sísmica, magneto-
metria (RTP) e gravimetria (anomalia de
Bouguer), permitiram evidenciar a nível
do Pré-sal altos e baixos estruturais, com
a deposição de carbonatos no topo os
horsts, e areias em *pinchout* nos planos
de falha dos horsts constituindo reser-
vatórios.

Os reflectores contínuos e paralelos nos
grabens, evidenciam possivelmente a
presença de rocha geradora. A nível do
Pós-Sal identificou-se a ocorrência de
sedimentos do Albiano e canais areníticos
a nível do Oligo-Mioceno, formando os
possíveis reservatórios.





BLOCO 6/15

O Bloco 6/15, situa-se na porção Norte da Bacia marítima do Kwanza. Ocupa uma extensão de 4.930 km², com uma lâmina de água que varia de 50 a 800 m de profundidade.

Bloco 6/15 é limitado a:

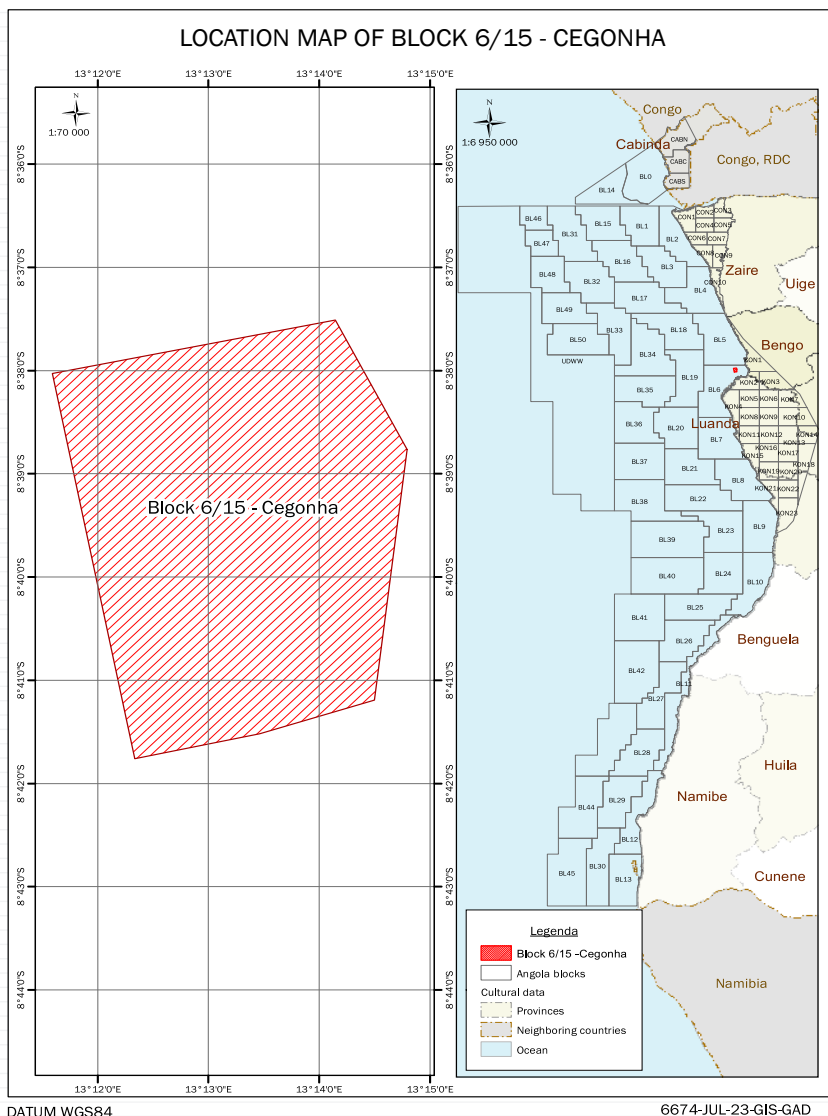
- A Norte pelo Bloco 5;
- A Sul pelo Bloco 7;
- A Este pelo KONs 1, 2, e 4.
- A Oeste pelos Blocos 19 e 20.

Bloco 6/15 tem uma cobertura sísmica 2D e 3D de aproximadamente 1492 Km e 2739,29 km².

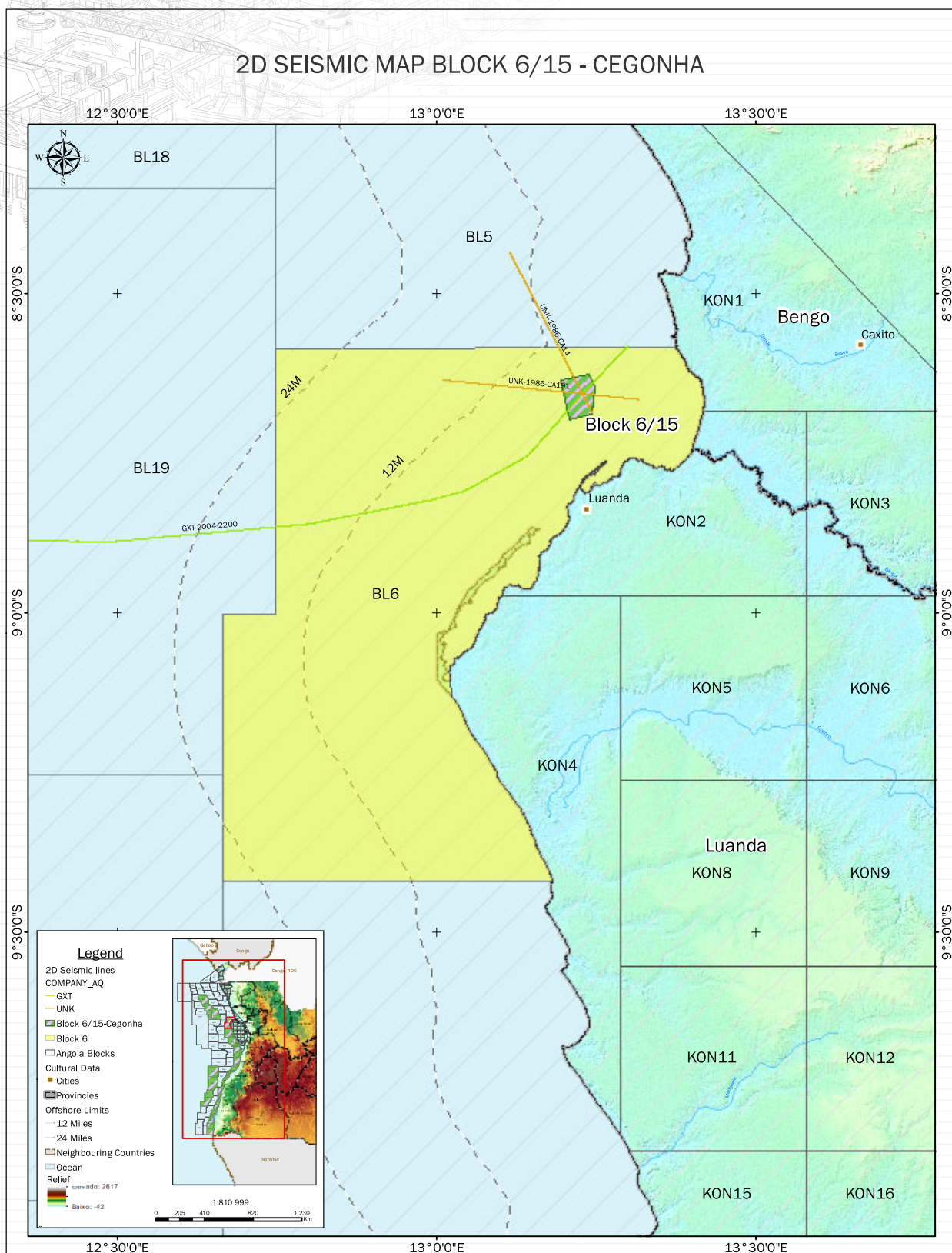
Os principais eventos tectônicos observados no bloco pela magnetometria (RTP), dados gravimétricos e sísmicos 2D indicam que as estruturas geológicas do pré-sal são caracterizadas por um forte tectonismo, como consequência da tectônica de *rift*, resultando na formação de estruturas do tipo *horsts* e *grabens*.

Os altos estruturais (horsts) estão associados à formação de reservatórios carbonáticos em forma de *mound* e canais de arenitos nos planos de falhas. A rocha geradora rica em matéria orgânica da Formação Cuvo é encontrada depositada nos grabens.

O pós-sal no Albiano e Creatáceo Superior é caracterizado por anti-formas, *rafts*, *semi-rafts* e falhas de crescimento, porém no intervalo Oligo-Mioceno, é caracterizado por canais turbidíticos,

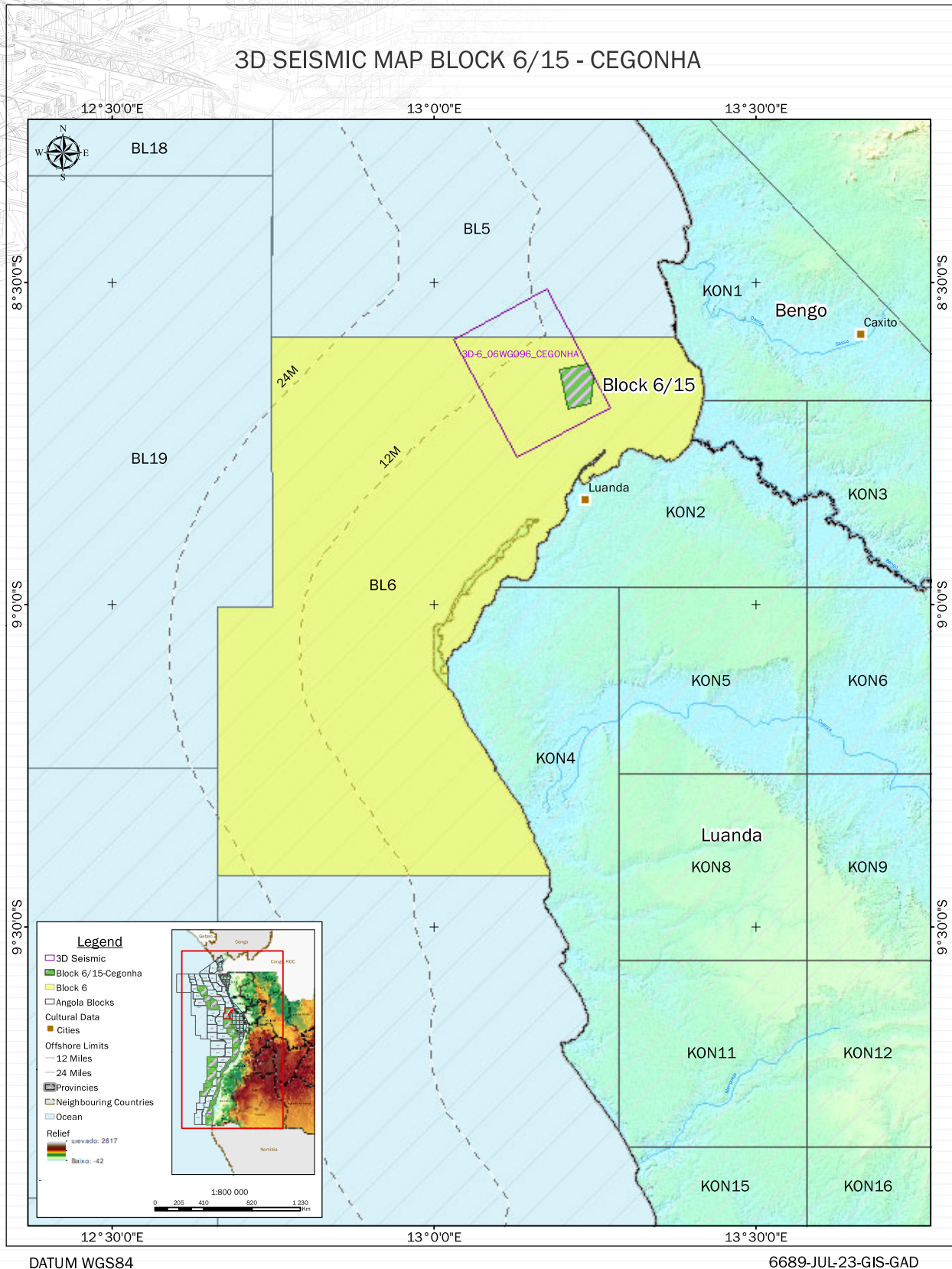


2D SEISMIC MAP BLOCK 6/15 - CEGONHA



DATUM WGS84

6687-JUL-23-GIS-GAD



Mapa de Cobertura Sísmica 2D



Os documentos relativos à manifestação de interesse deverão ser submetidos para o seguinte endereço:

ANPG – Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Edifício Torres do Carmo – Torre 2, Rua Lopes Lima

Distrito Urbano da Ingombota, Luanda – República de Angola

Departamento Comercial, 1º andar

E-mail: licitacoes@anpg.co.ao

Caixa Postal: 3279

Tel: +244 226 428 225



ANGOLA





ANPG

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS
E BIOCOMBUSTÍVEIS





ANGOLA

ANPG

Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

E-mail: licitacoes@anpg.co.ao

Tel.: (+244) 226 428 225

website: www.anpg.co.ao

Edifício Torres do Carmo-Torre 2, Rua Lopes Lima, Distrito Urbano da
Ingombota, Município de Luanda, República de Angola