



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

ARAM, SUDOESTE DE SAGITÁRIO E NORTE DE BRAVA

Rodrigo Morelatto

30 de julho de 2019

Aram e Sudoeste de Sagitário

Andressa Yumi Portella, Brenda da Silva Valente e
Rodrigo Morelatto

Norte de Brava

Júlio Cesar dos Santos Vital, Raquel Macedo Dias e
Rodrigo Morelatto

Equipe de Apoio

Cíntia Itokazu Coutinho, Raquel Lima Façanha e Yasminne Marie
Lobo Alves Sodre

1 Introdução

2 Avaliação Geológica de Norte de Brava

3 Avaliação Geológica de Sudoeste de Sagitário

4 Avaliação Geológica de Aram

5 Considerações Finais

1

Introdução

2

Avaliação Geológica de Norte de Brava

3

Avaliação Geológica de Sudoeste de Sagitário

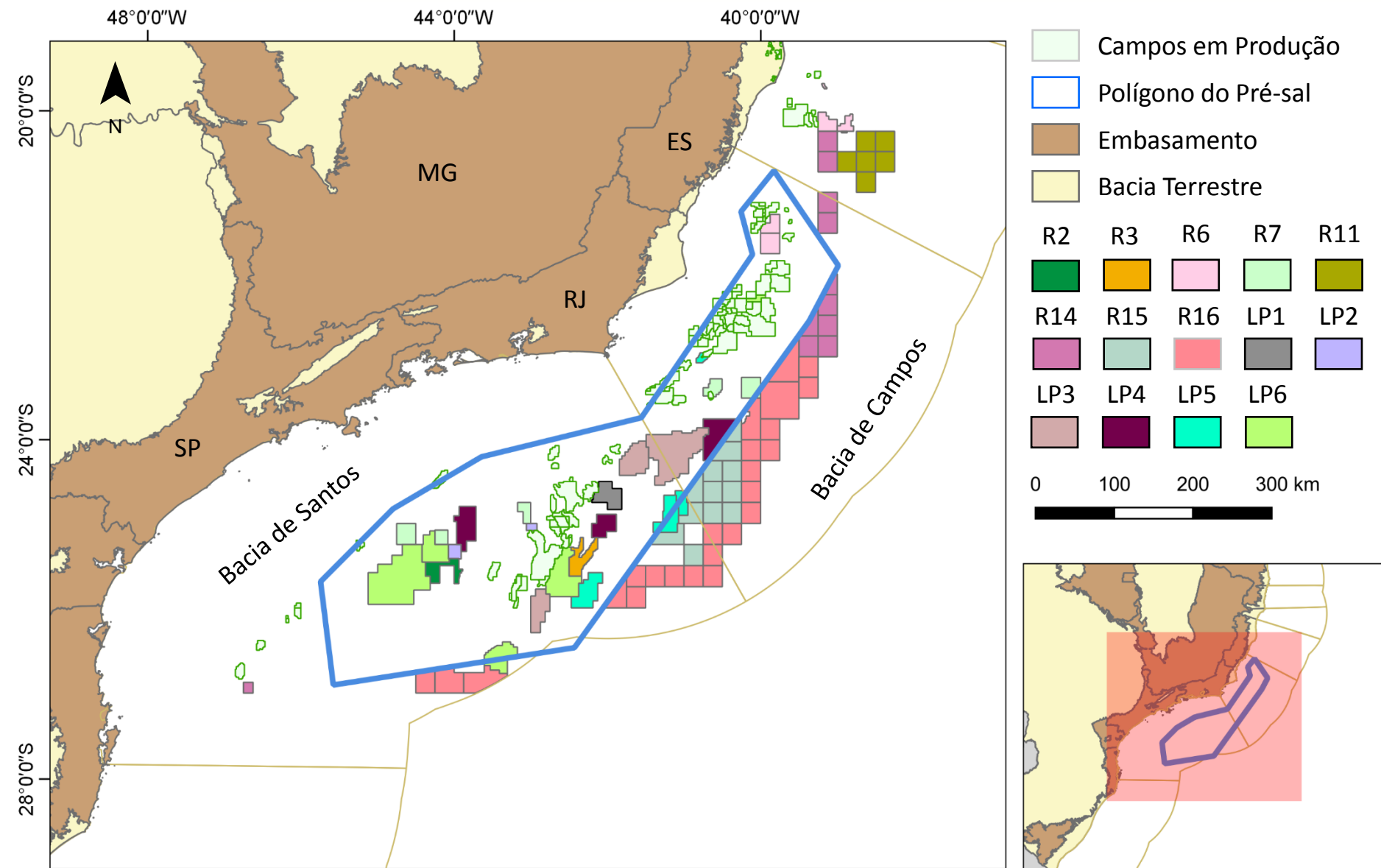
4

Avaliação Geológica de Aram

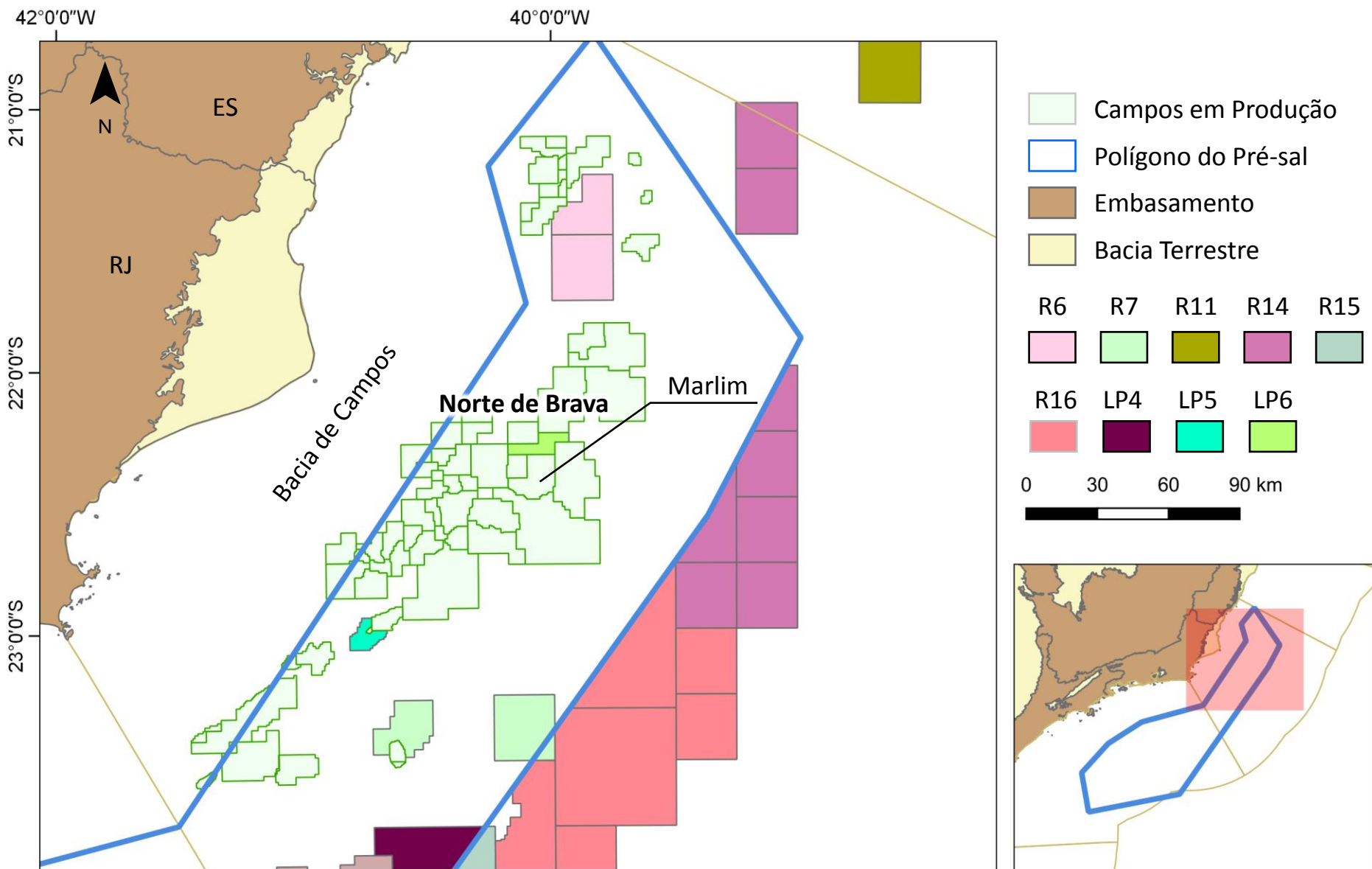
5

Considerações Finais

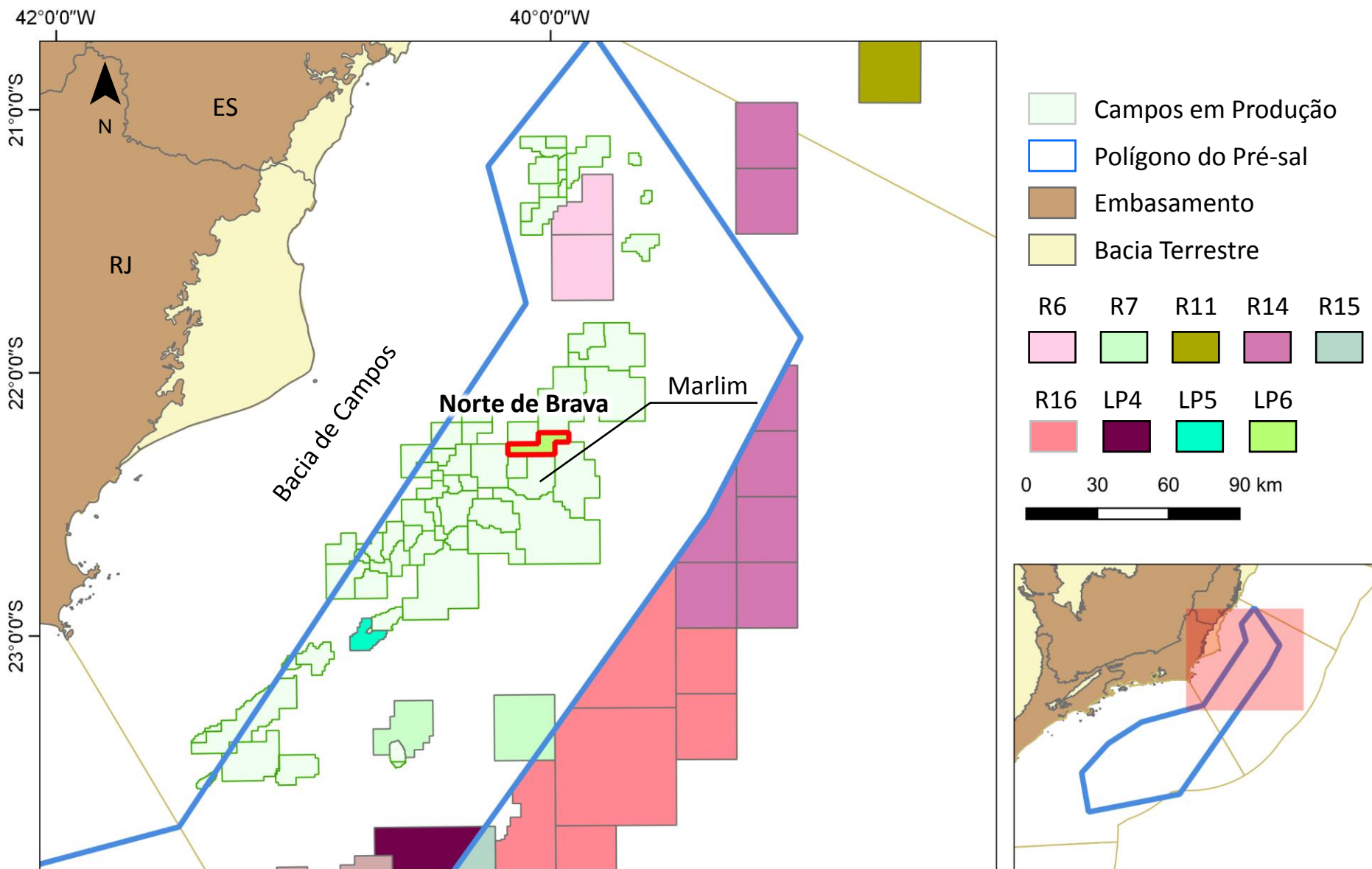
Introdução



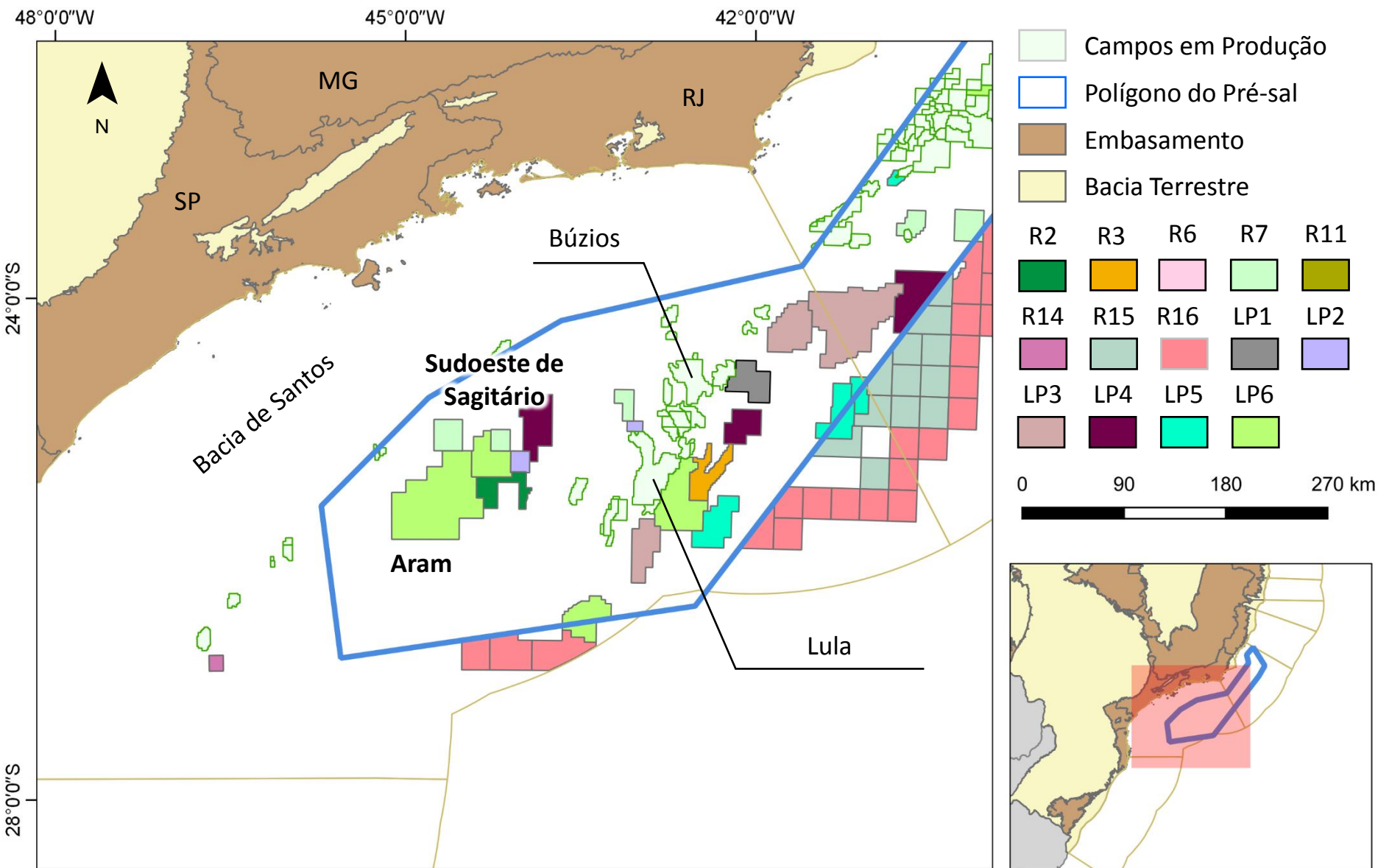
Introdução



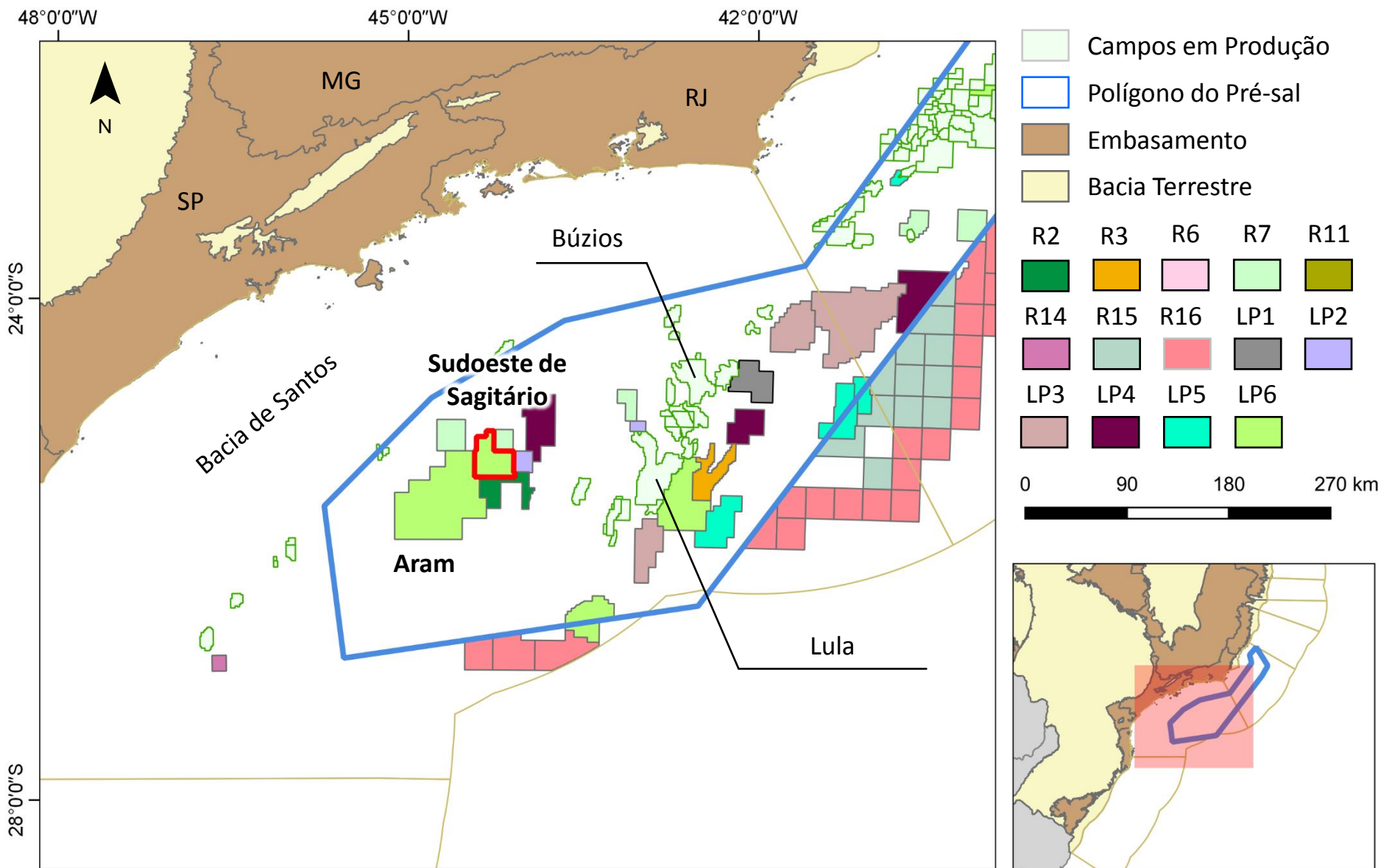
Introdução



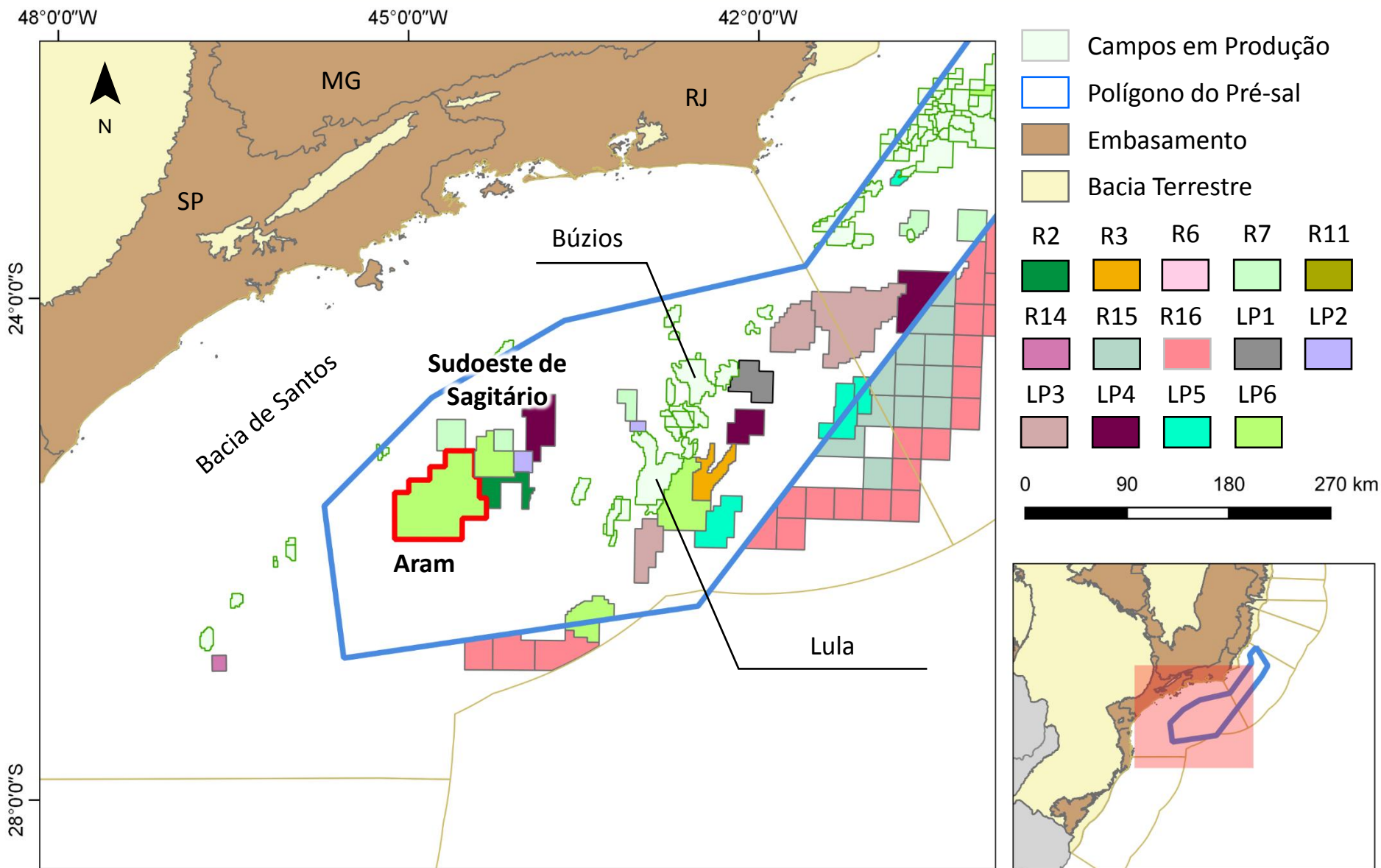
Introdução



Introdução

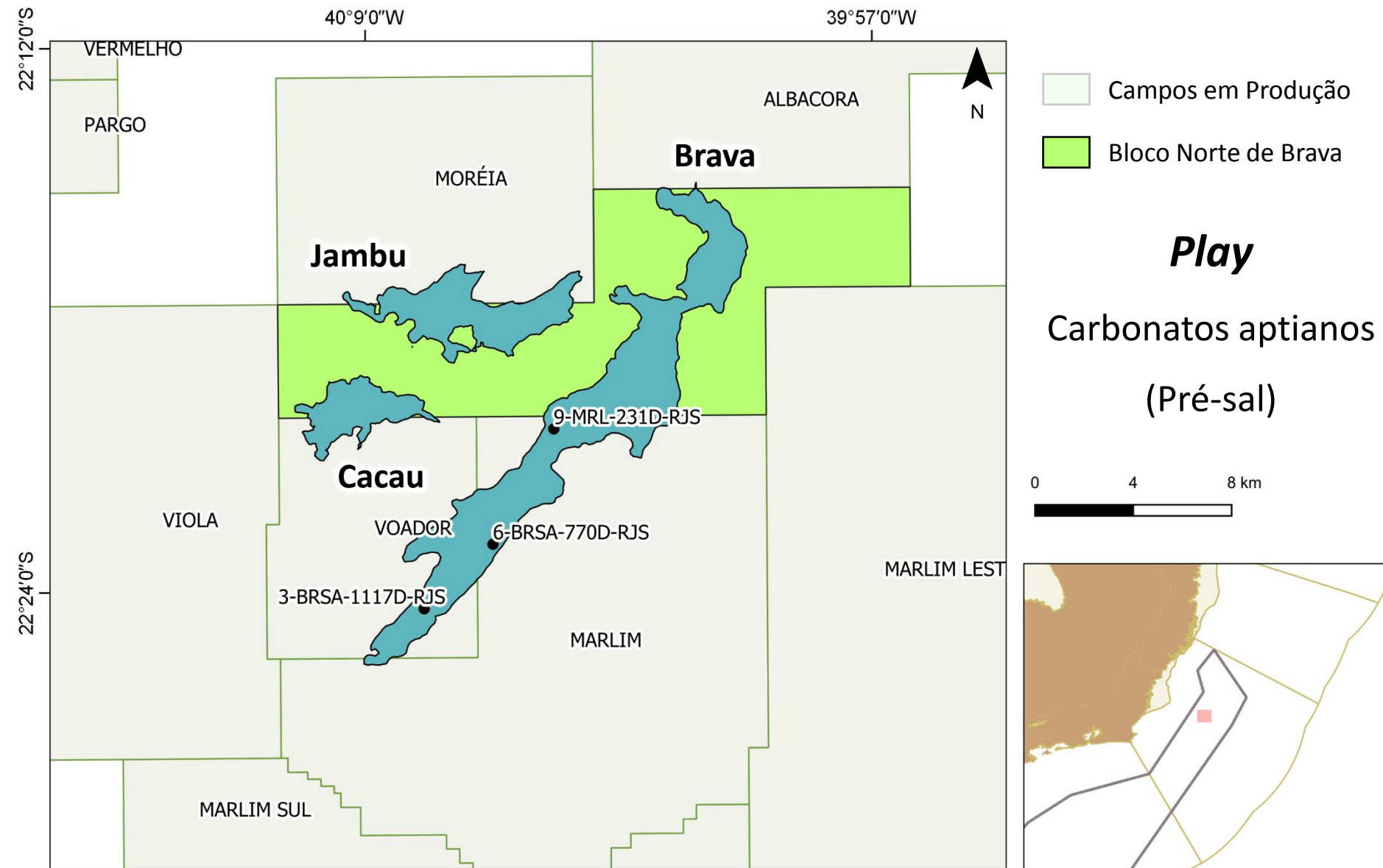


Introdução

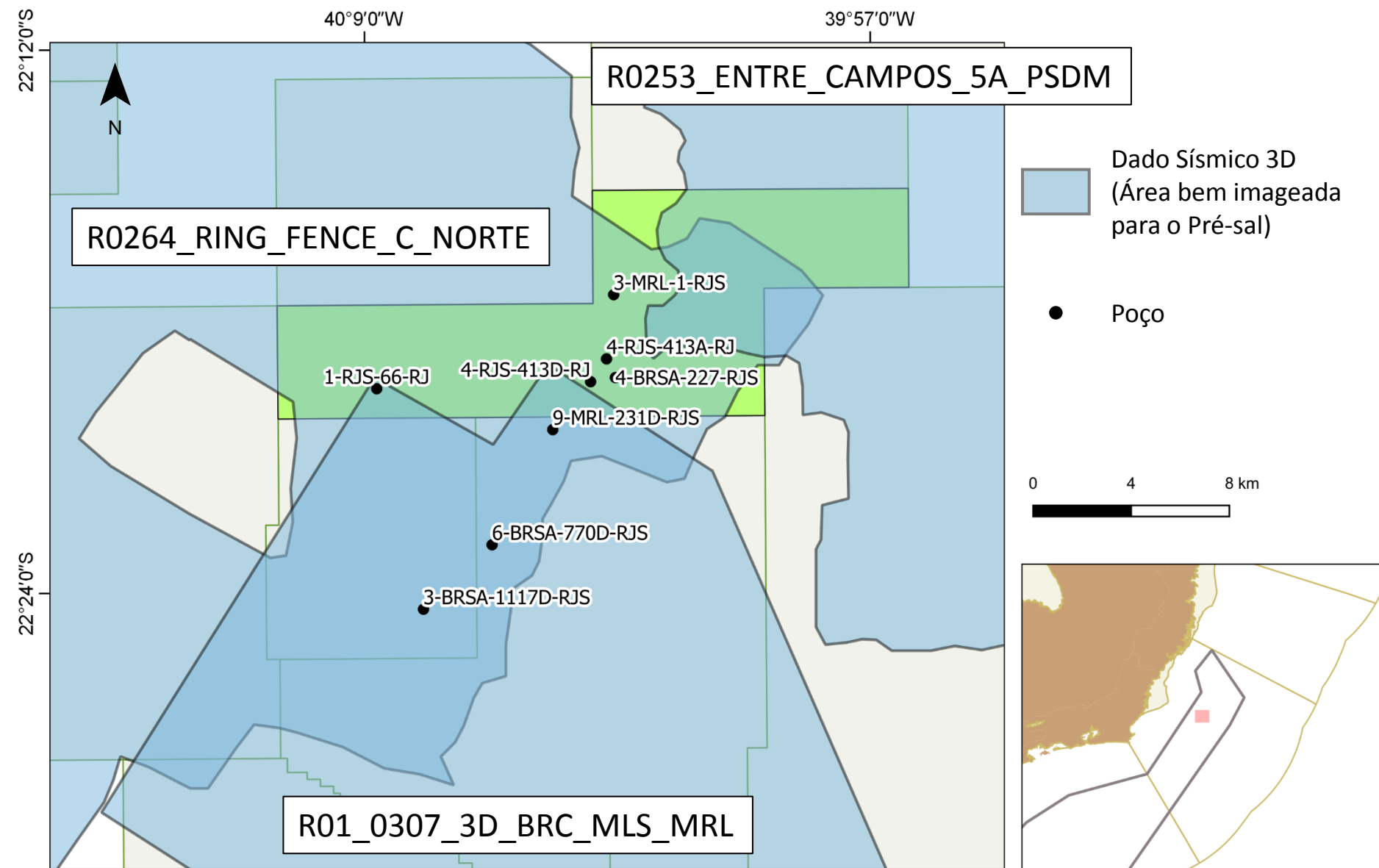


- 1 Introdução
- 2 Avaliação Geológica de Norte de Brava**
- 3 Avaliação Geológica de Sudoeste de Sagitário
- 4 Avaliação Geológica de Aram
- 5 Considerações Finais

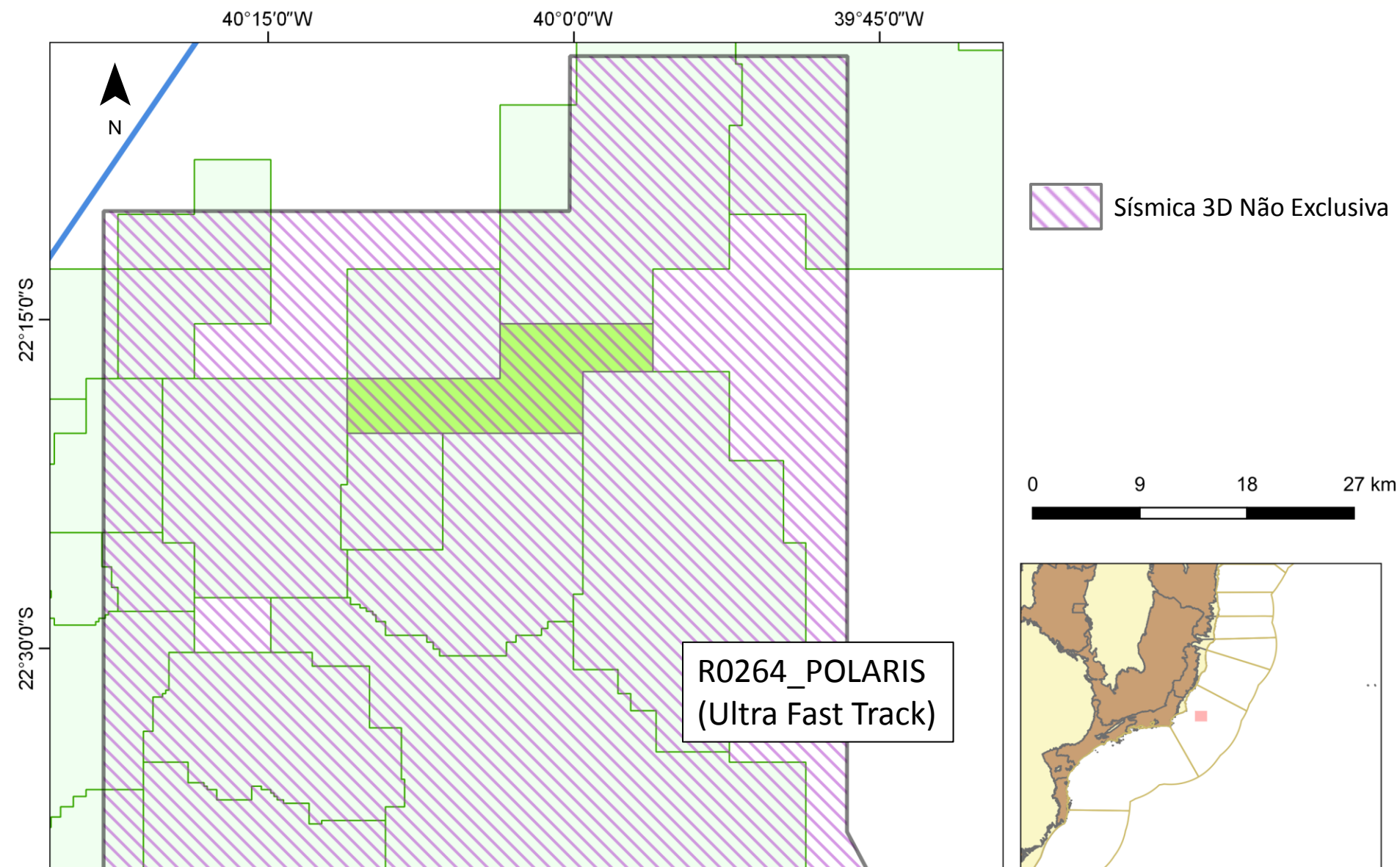
Bloco Norte de Brava



Dados Utilizados



Dados Adicionais



Horizontes Mapeados



Idade

Turoniano

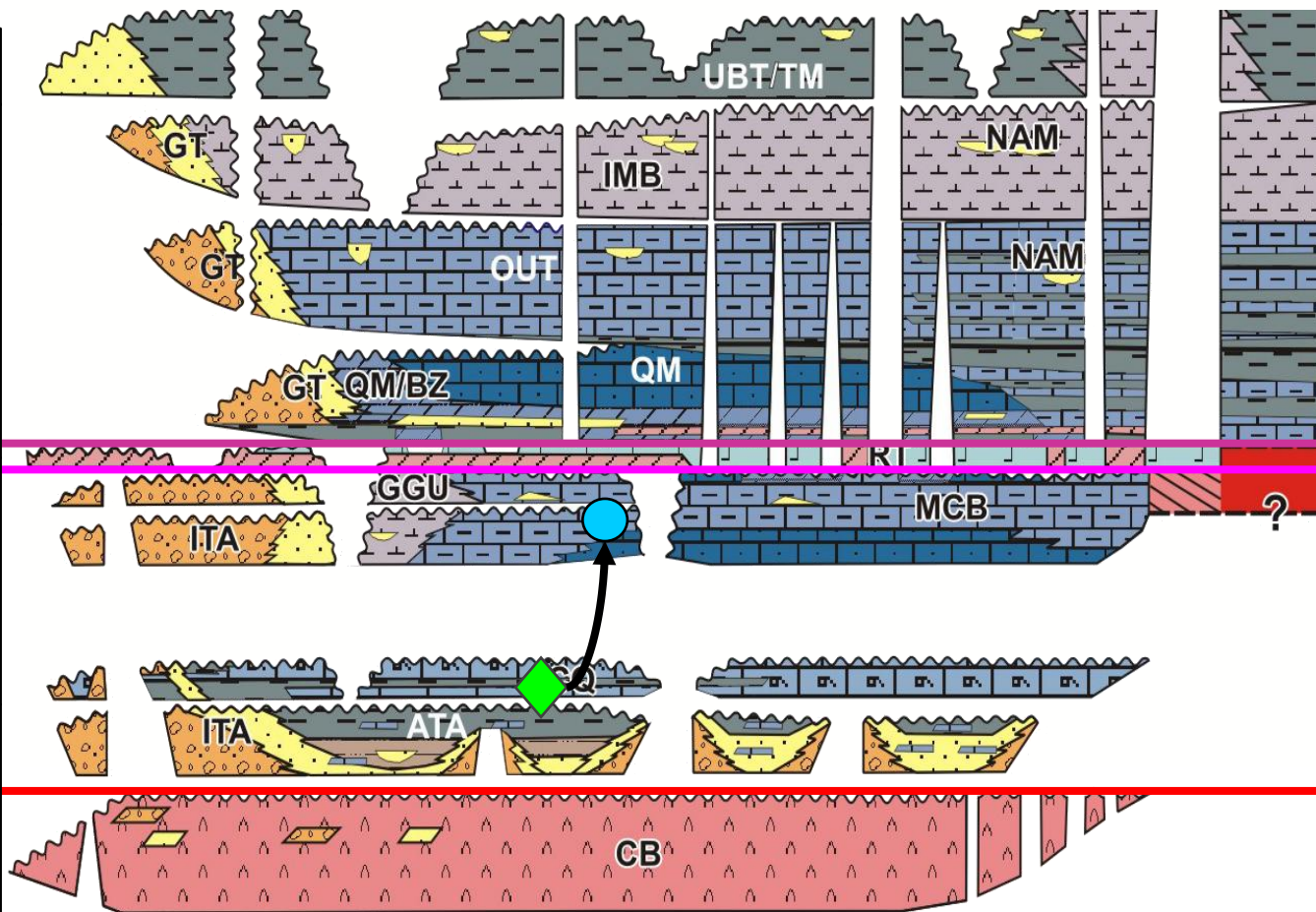
Cenomaniano

Albiano

Aptiano

Barremiano

Hauteriviano

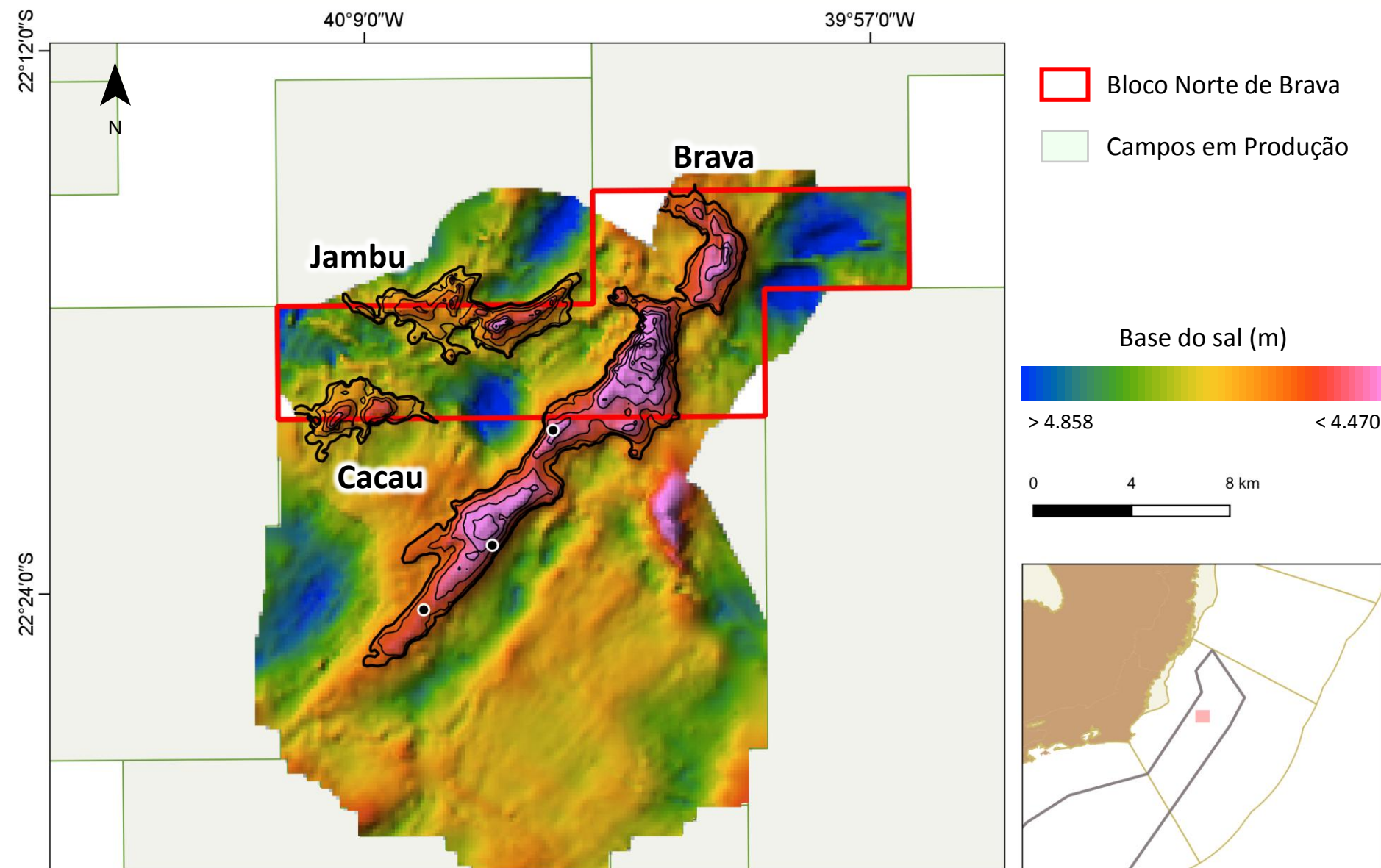


Topo do Sal

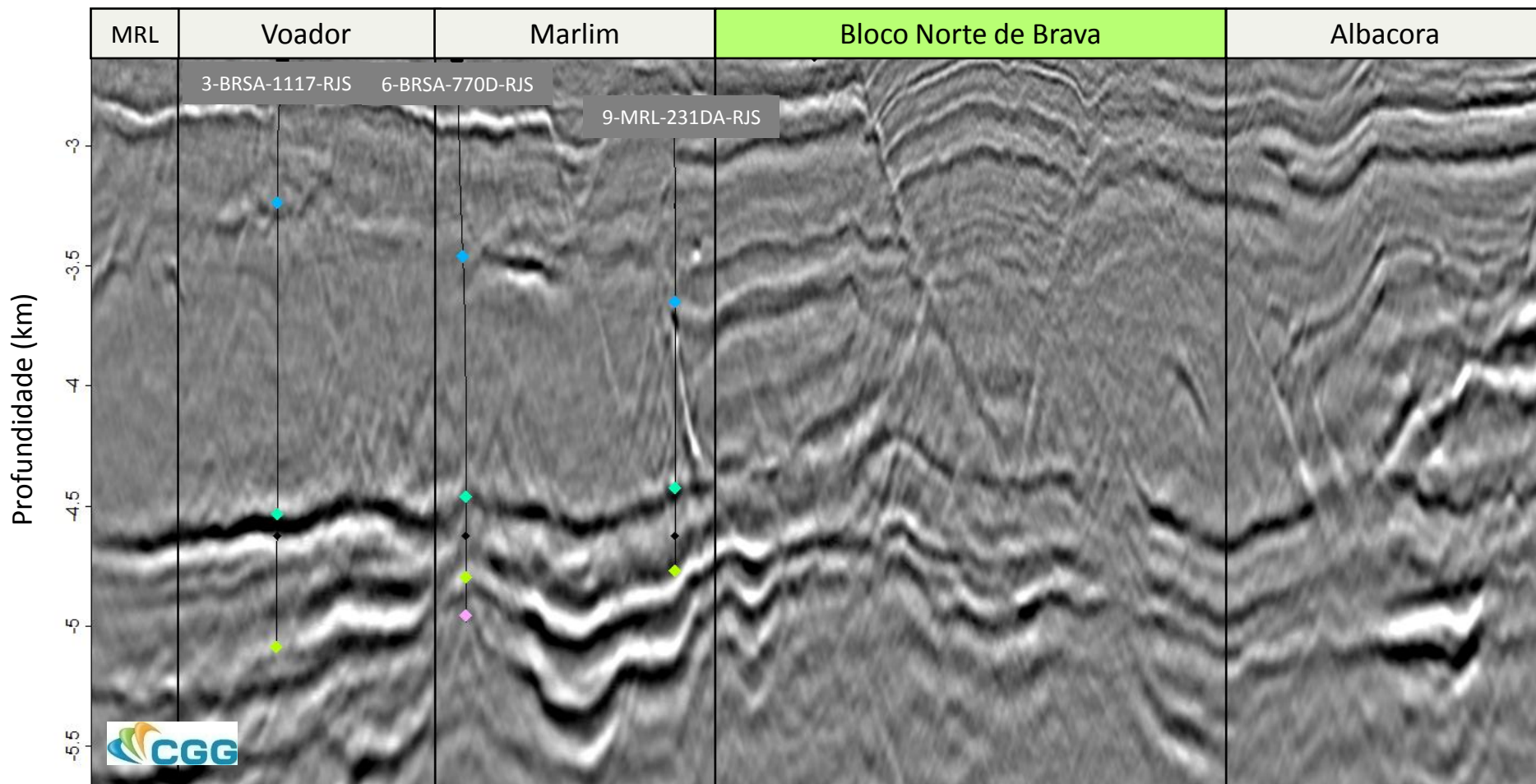
Topo do Reservatório

Embasamento

Topo do Reservatório



Seção *Strike Brava*

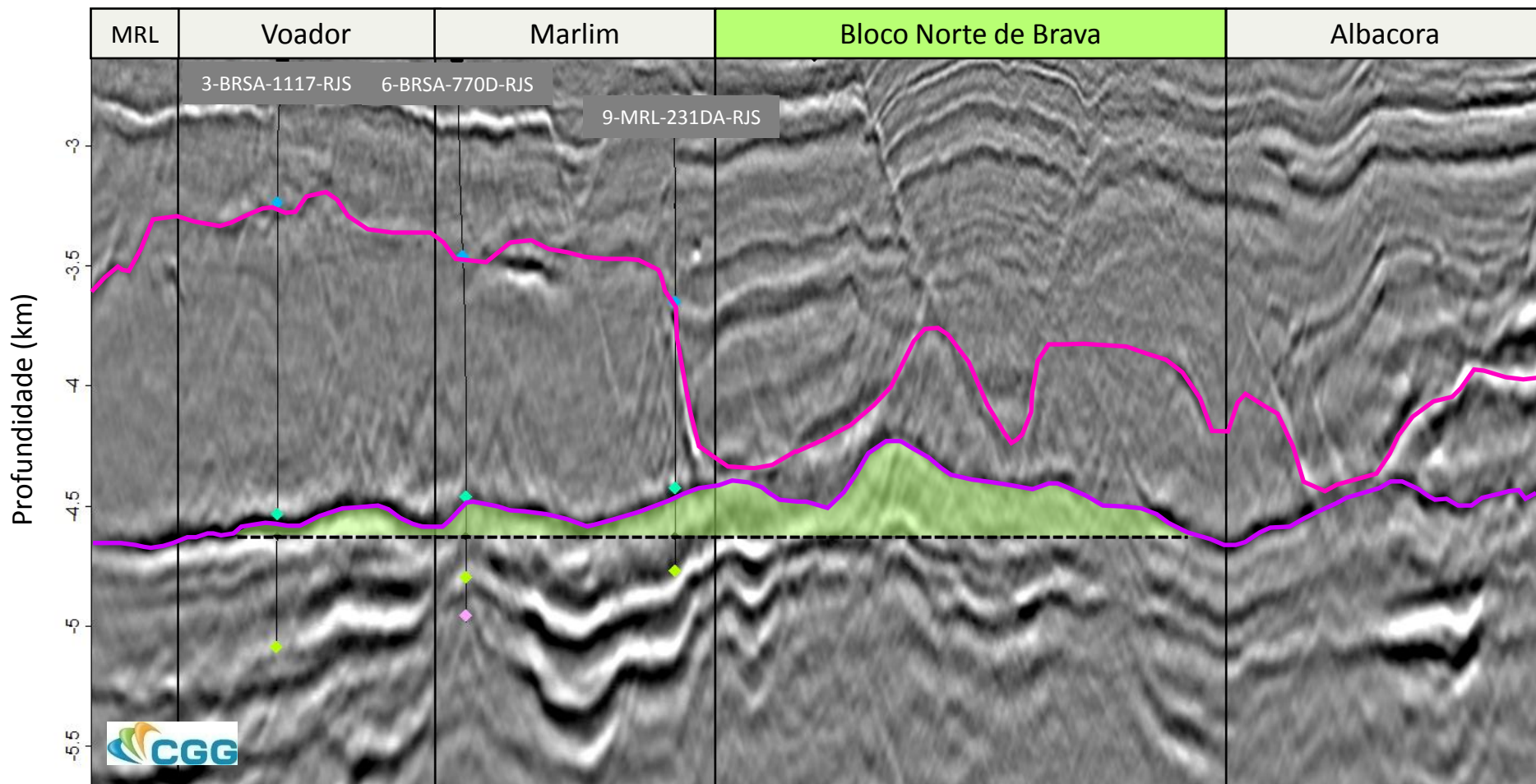


Levantamento R0264_POLARIS (Ultra Fast Track) cortesia CGG

- ◆ Retiro
- ◆ Macabu
- ◆ WOC
- ◆ Coqueiros
- ◆ Atafona

0 1 2 3km

Seção *Strike Brava*



Levantamento R0264_POLARIS (Ultra Fast Track) cortesia CGG

Topo do Sal
Base do Sal

Contato óleo/água

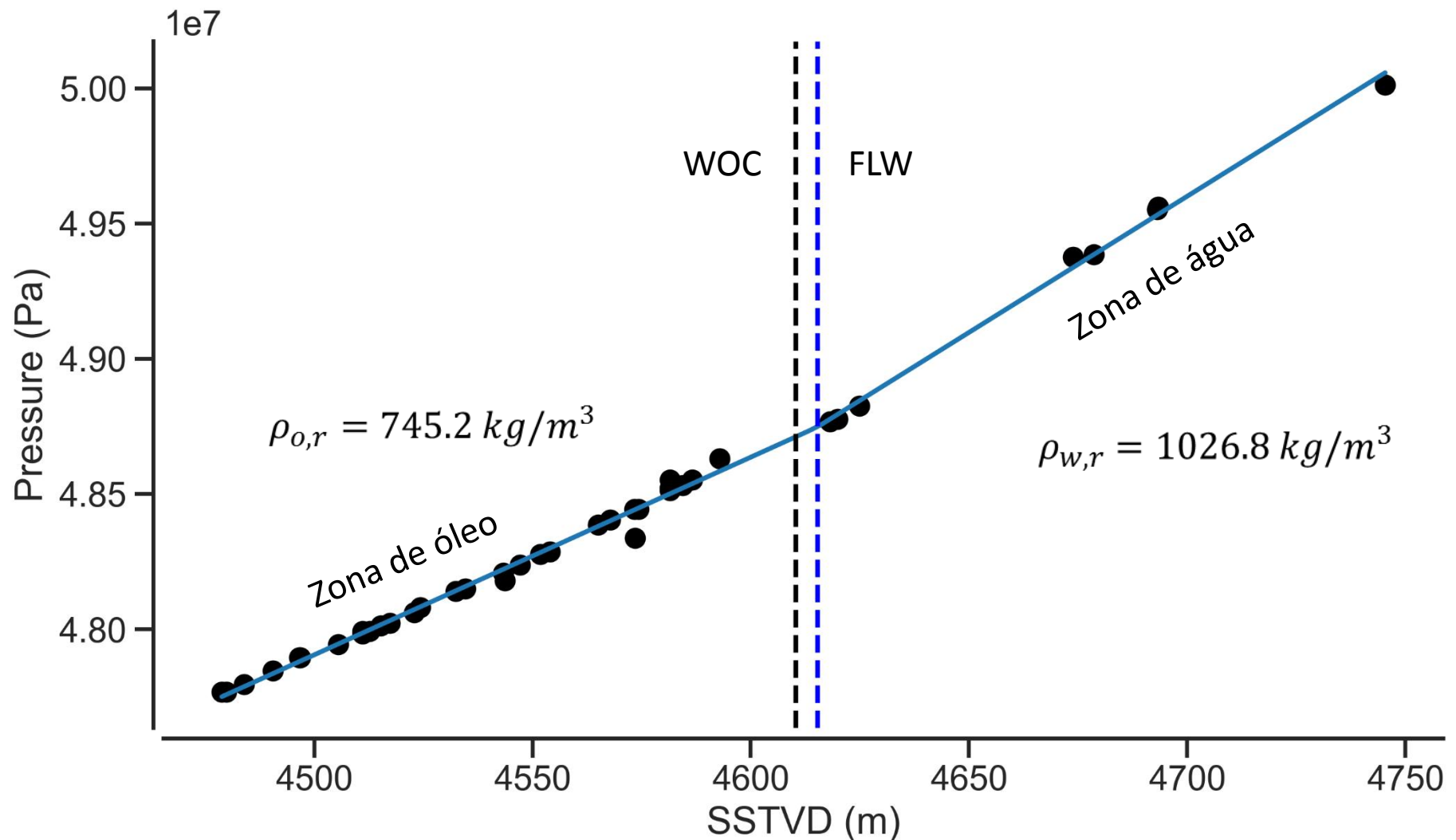
Retiro
Macabu

WOC
Coqueiros

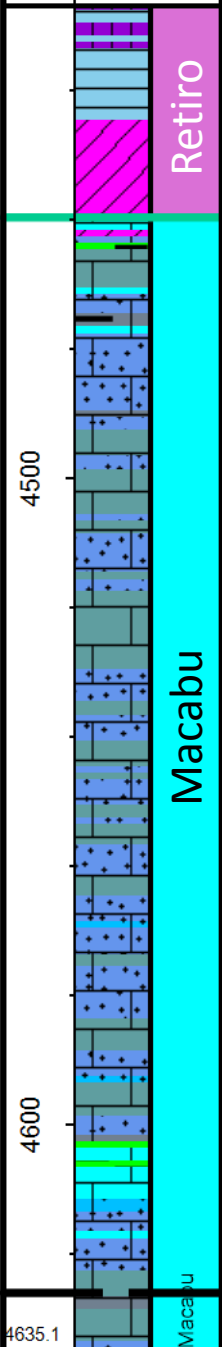
Atafona

0 1 2 3km

Cálculo do WOC por gradiente de pressão



6-BRSA-770D-RJS



Topo
Reservatório

Litologia



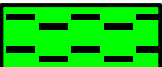
Anidrita



Halita



Taquidrita



Folhelho



Calcário



Coquina



Wackestone



Mudstone

Litoestratigrafia

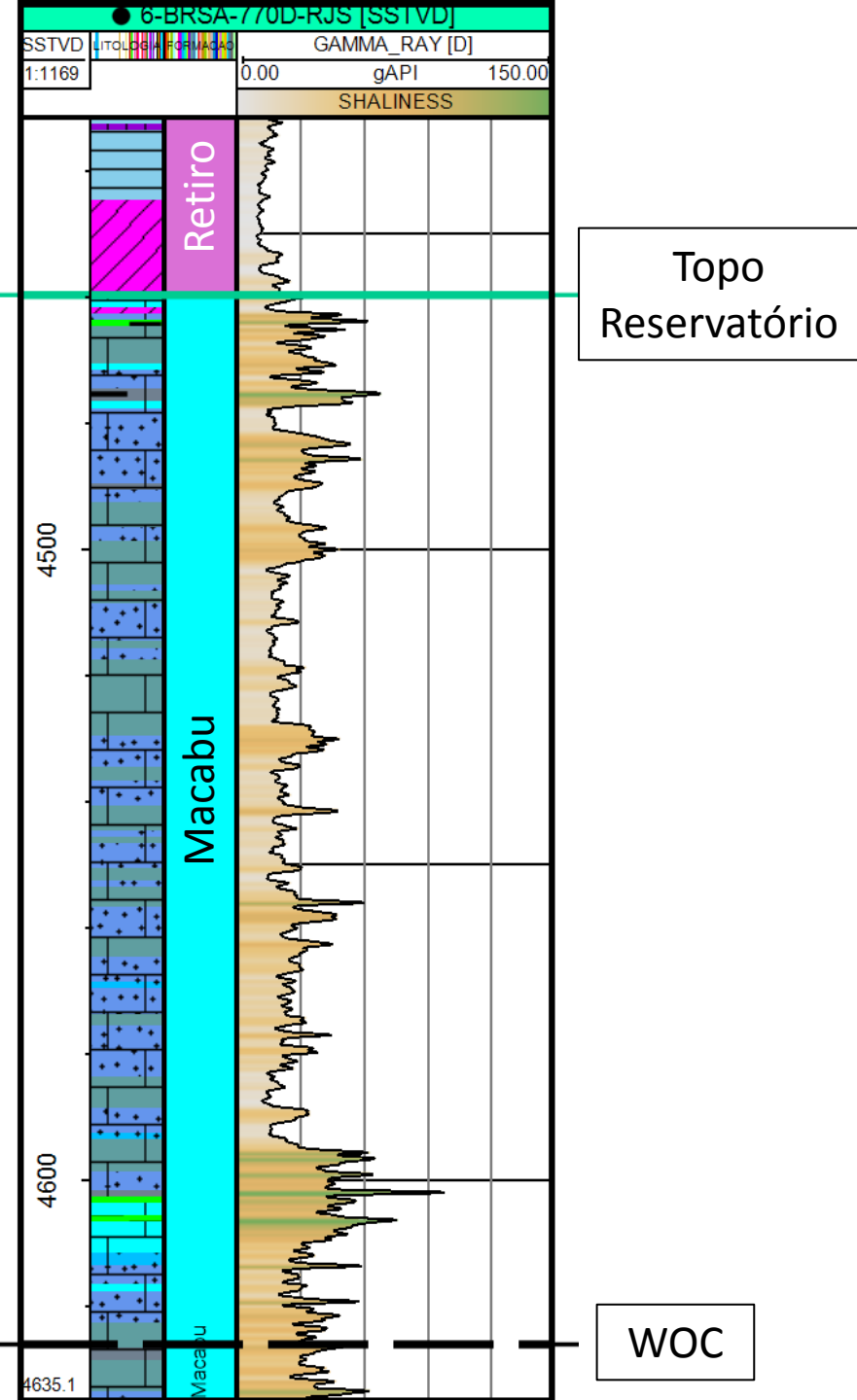


Formação Retiro



Formação Macabu

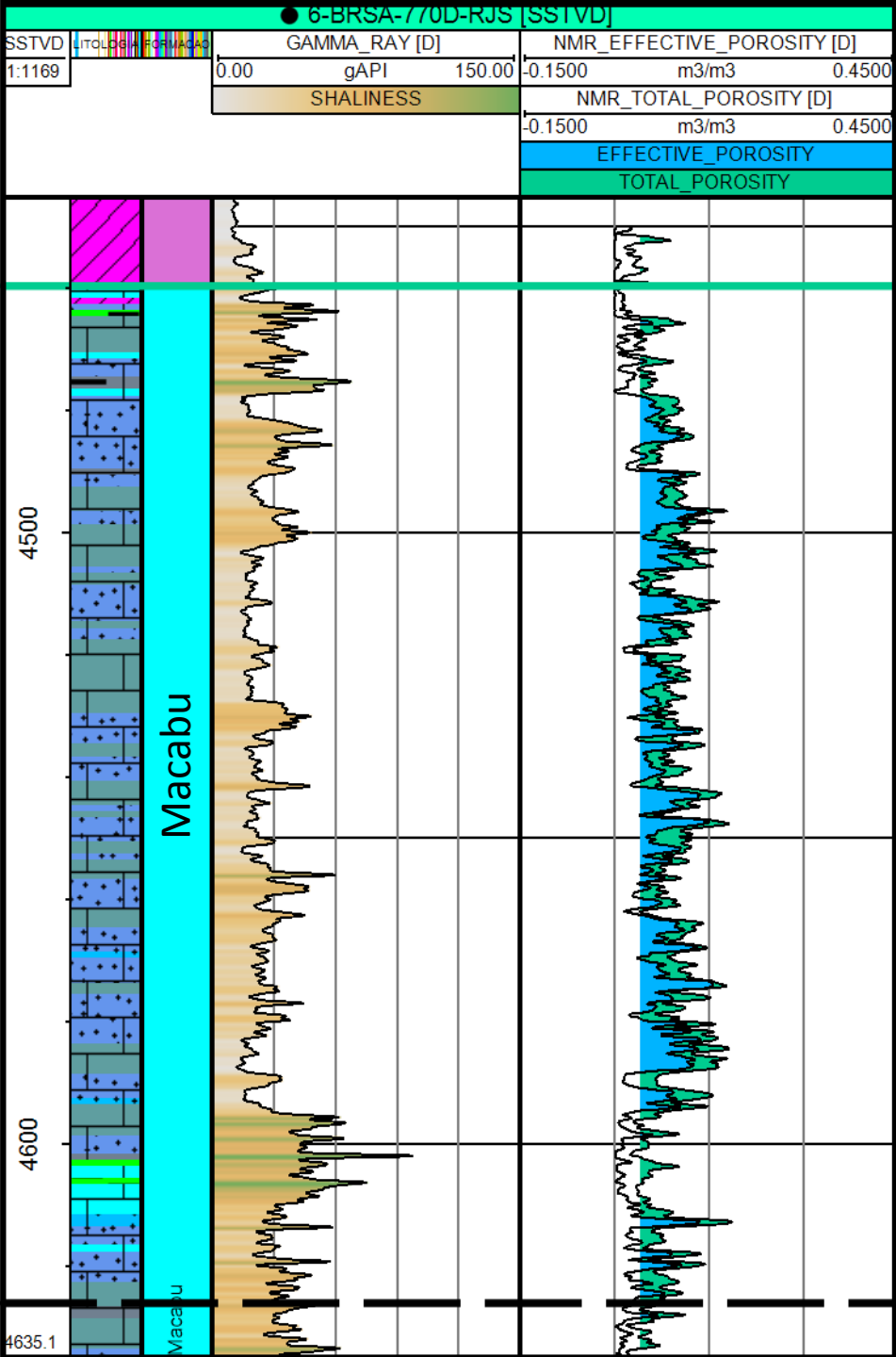
WOC



Perfil de Raios Gama

Reservatório

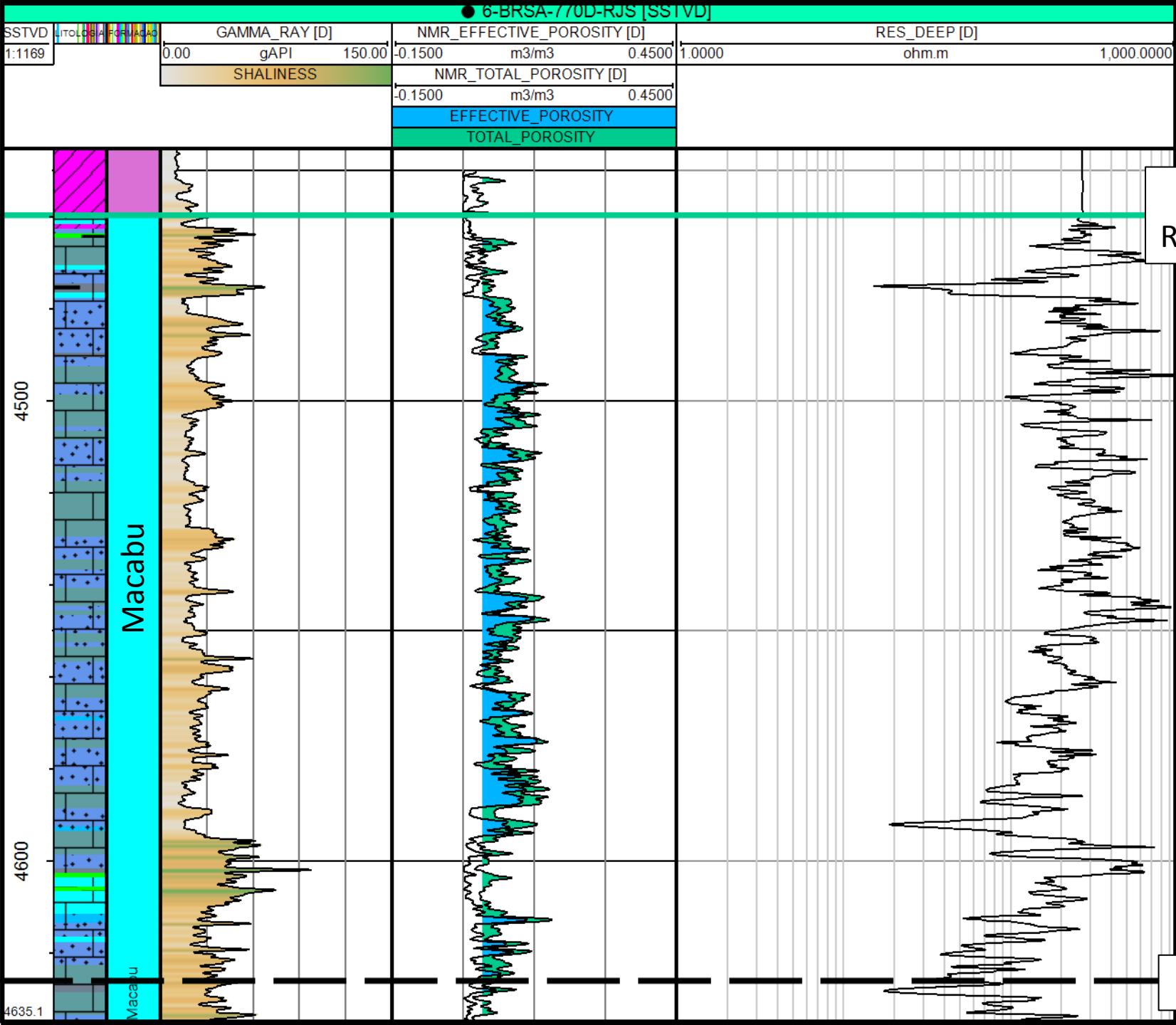
Majoritariamente Limpo

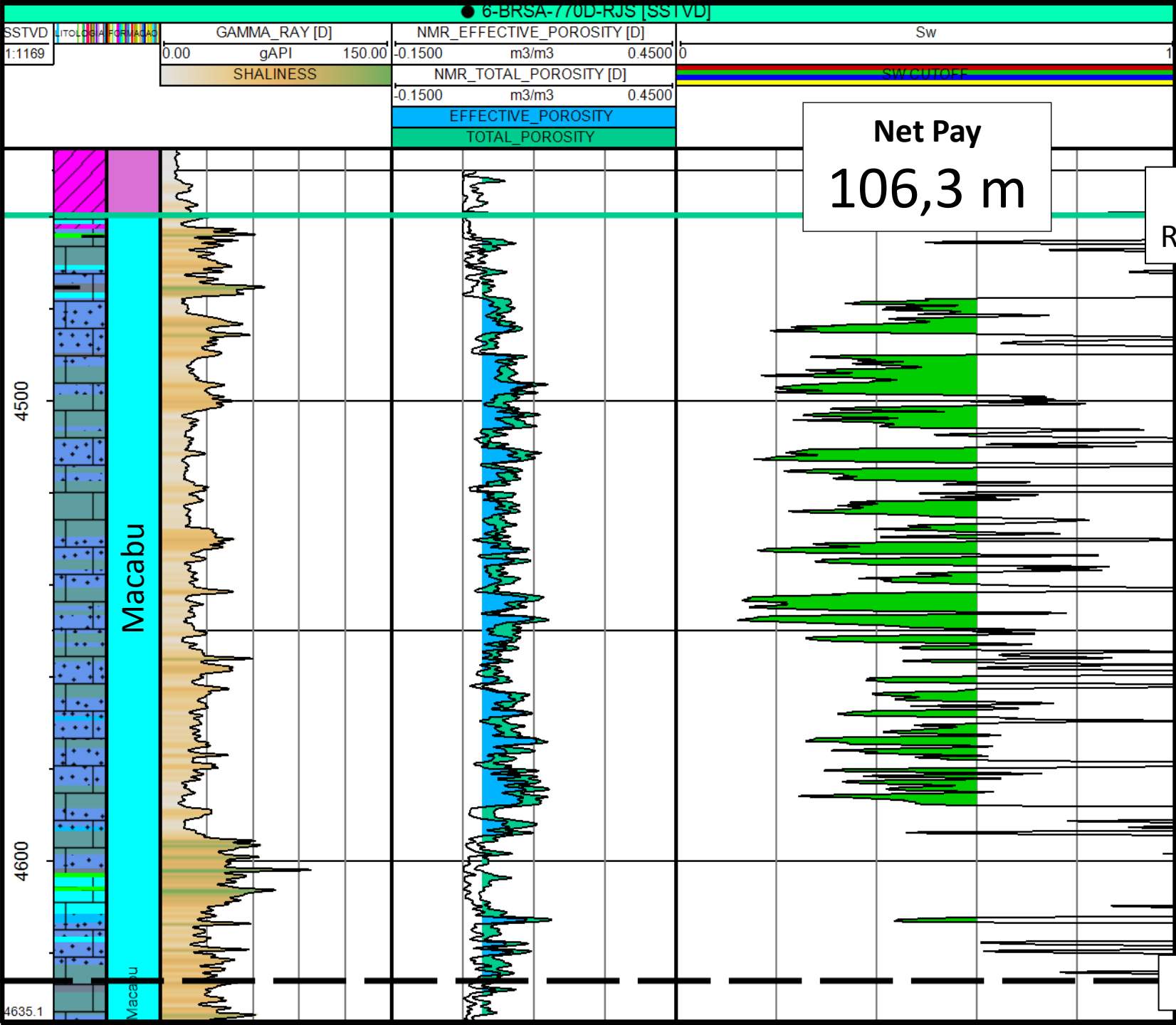


Porosidade Efetiva por NMR

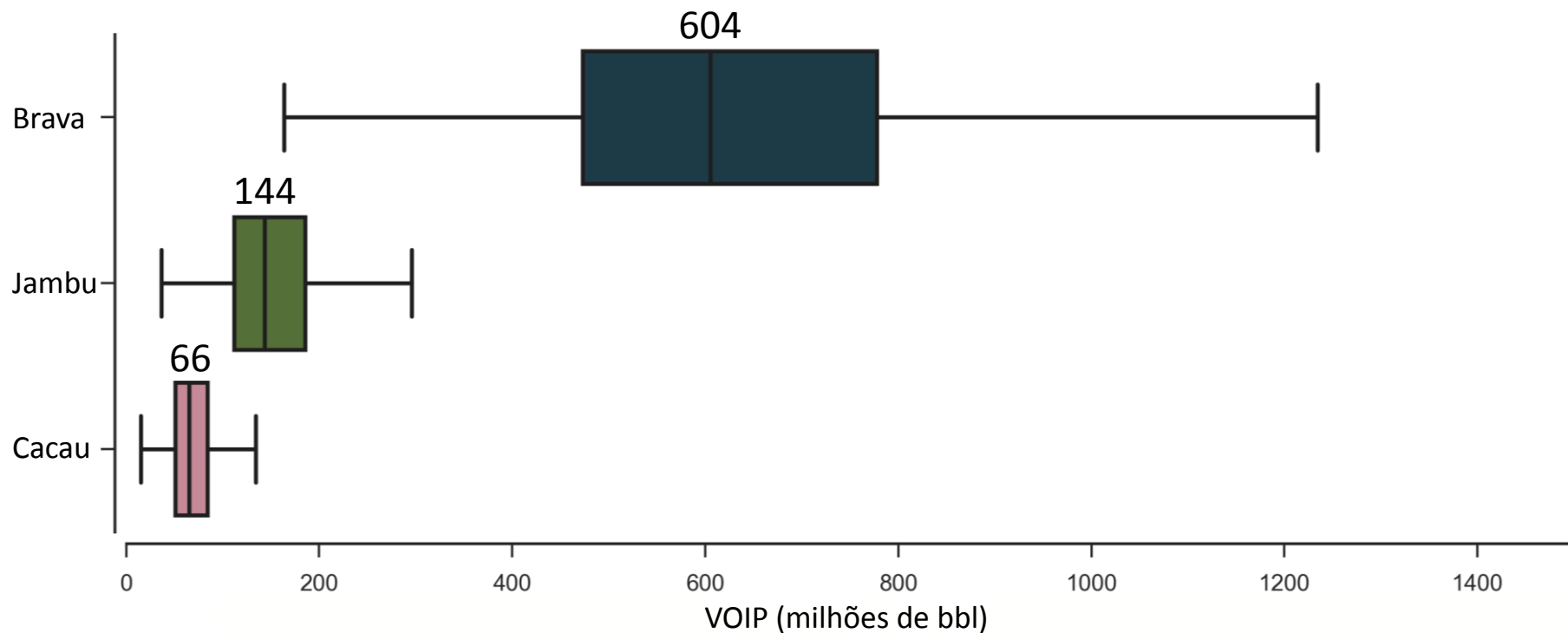
Fator de Corte de Porosidade

4%





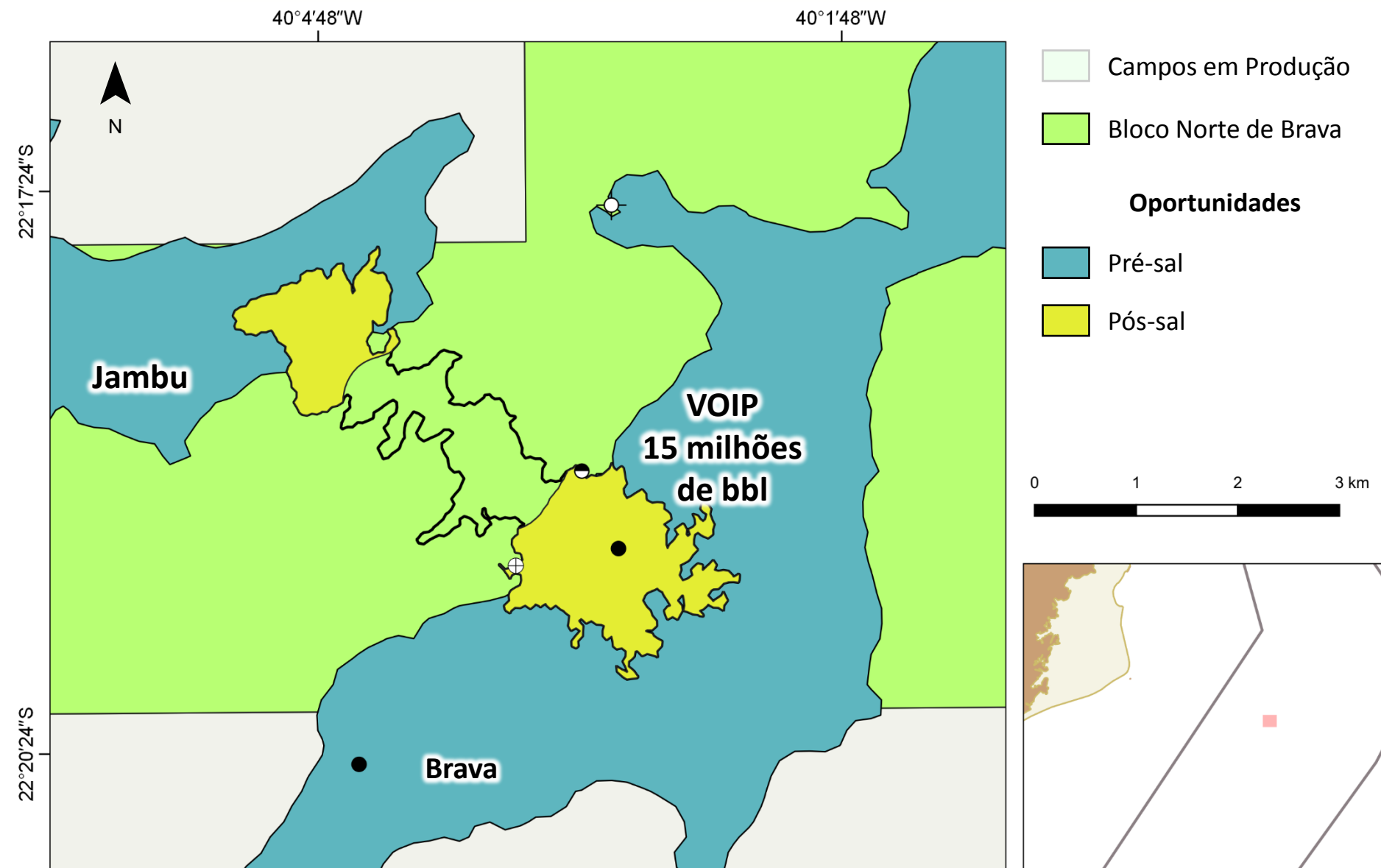
Comparação entre VOIP



VOIP Dentro do Bloco

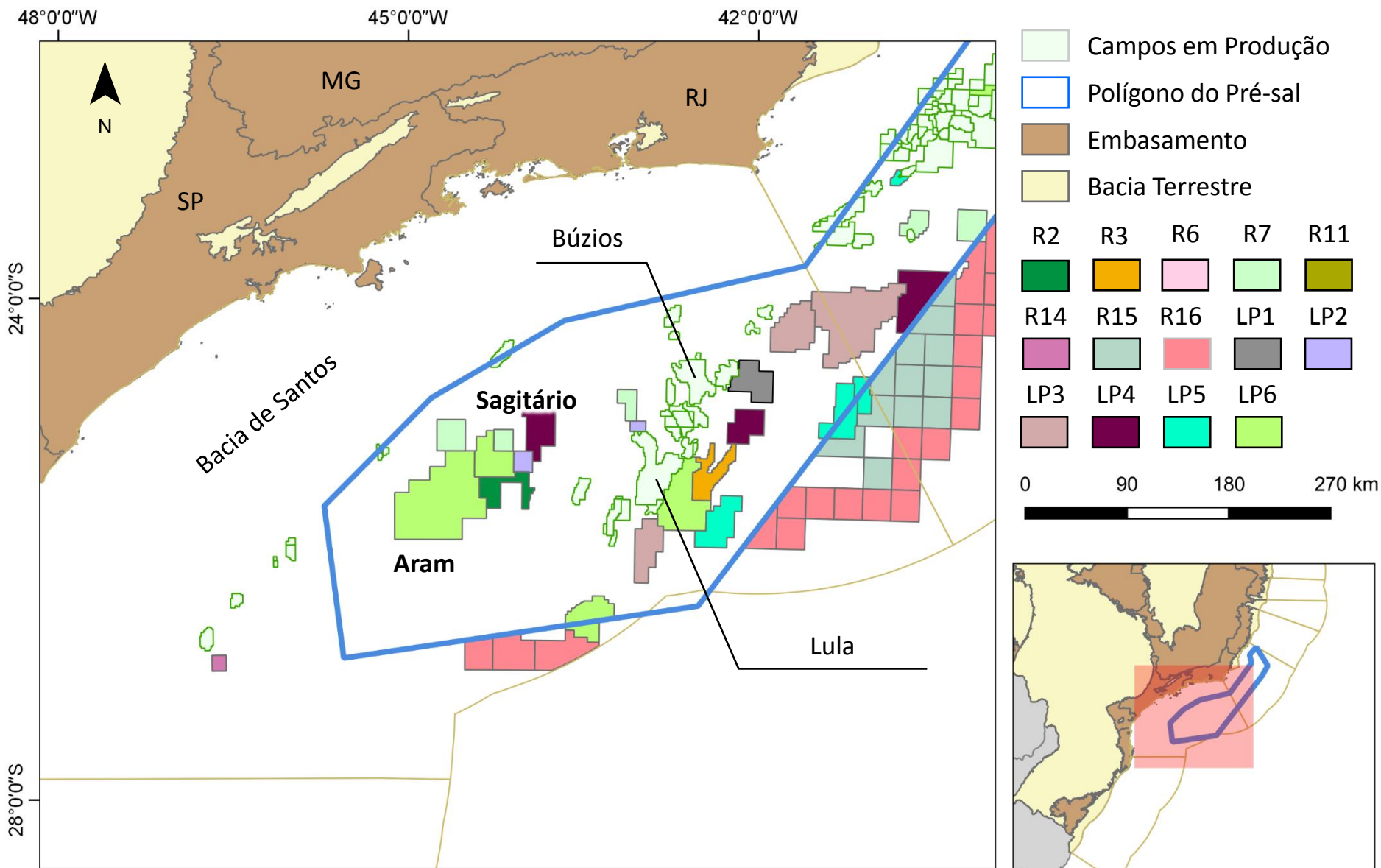
Brava: 55%
Jambu: 69%
Cacau: 75%

Upsides no Pós-sal

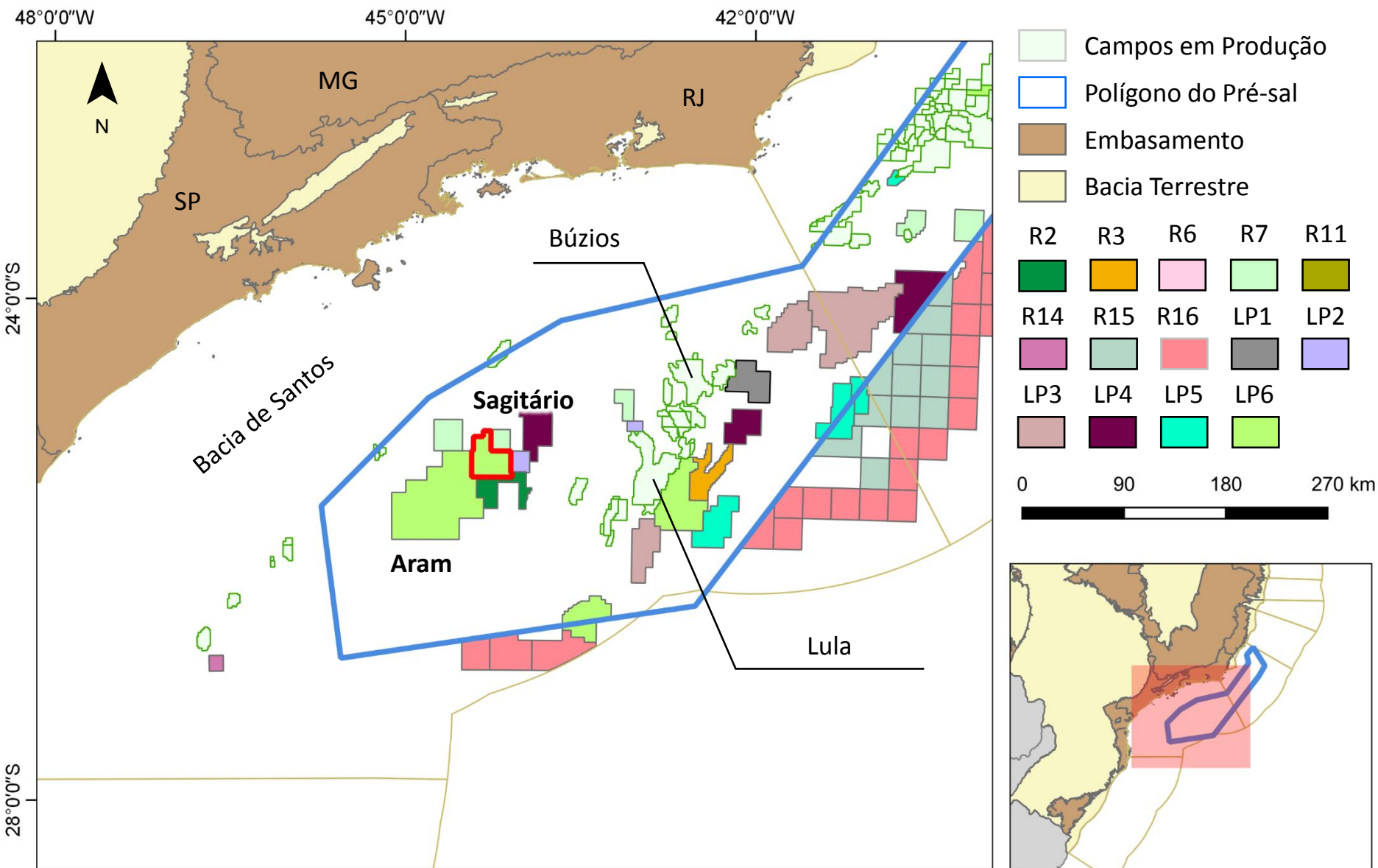


- 1 Introdução
- 2 Avaliação Geológica de Norte de Brava
- 3 Avaliação Geológica de Sudoeste de Sagitário**
- 4 Avaliação Geológica de Aram
- 5 Considerações Finais

Localização



Localização



Bloco Sudoeste de Sagitário

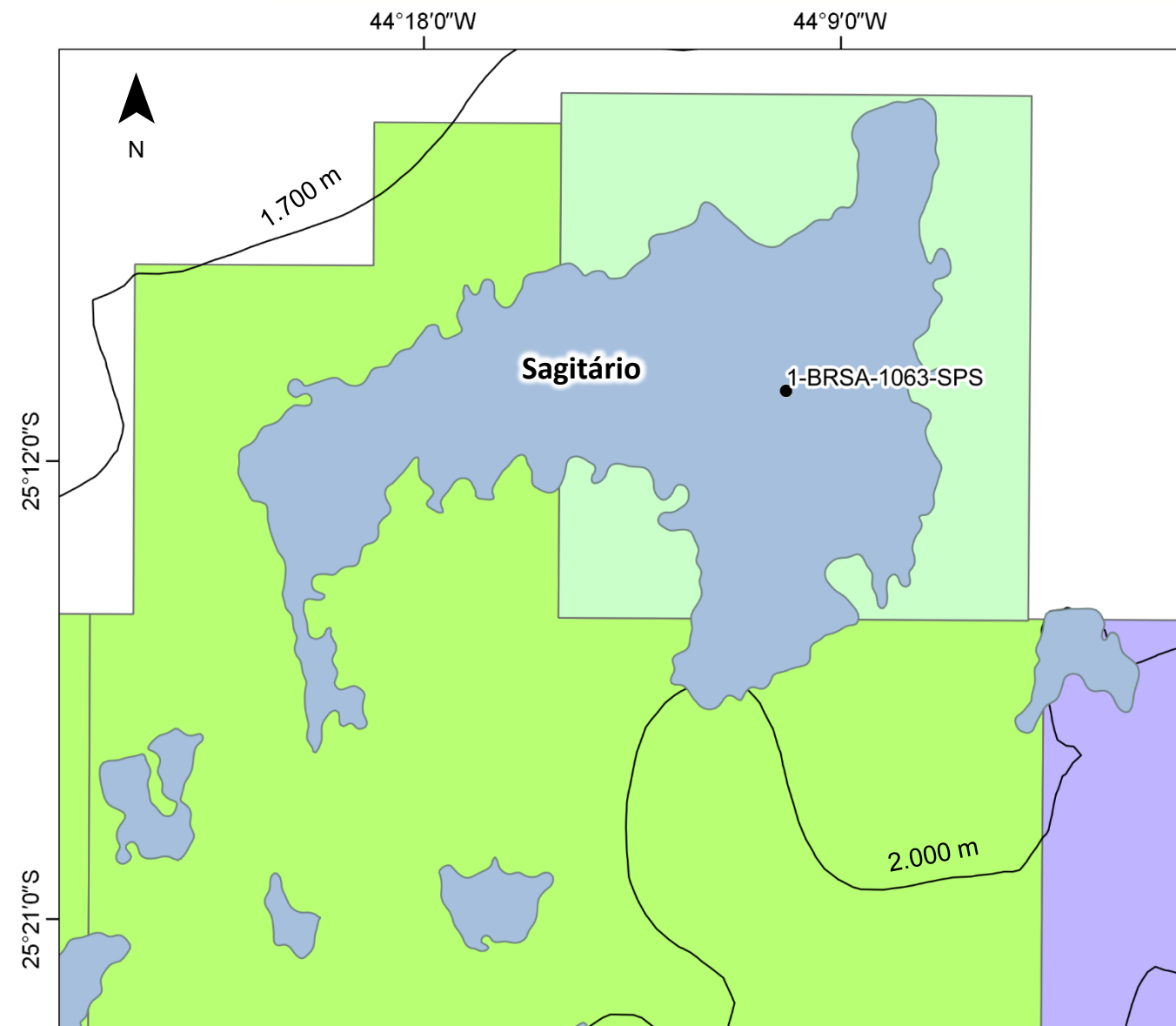
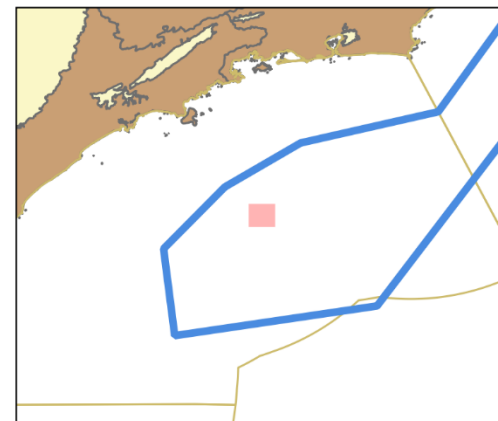
Play

Carbonatos aptianos
(Pré-sal)

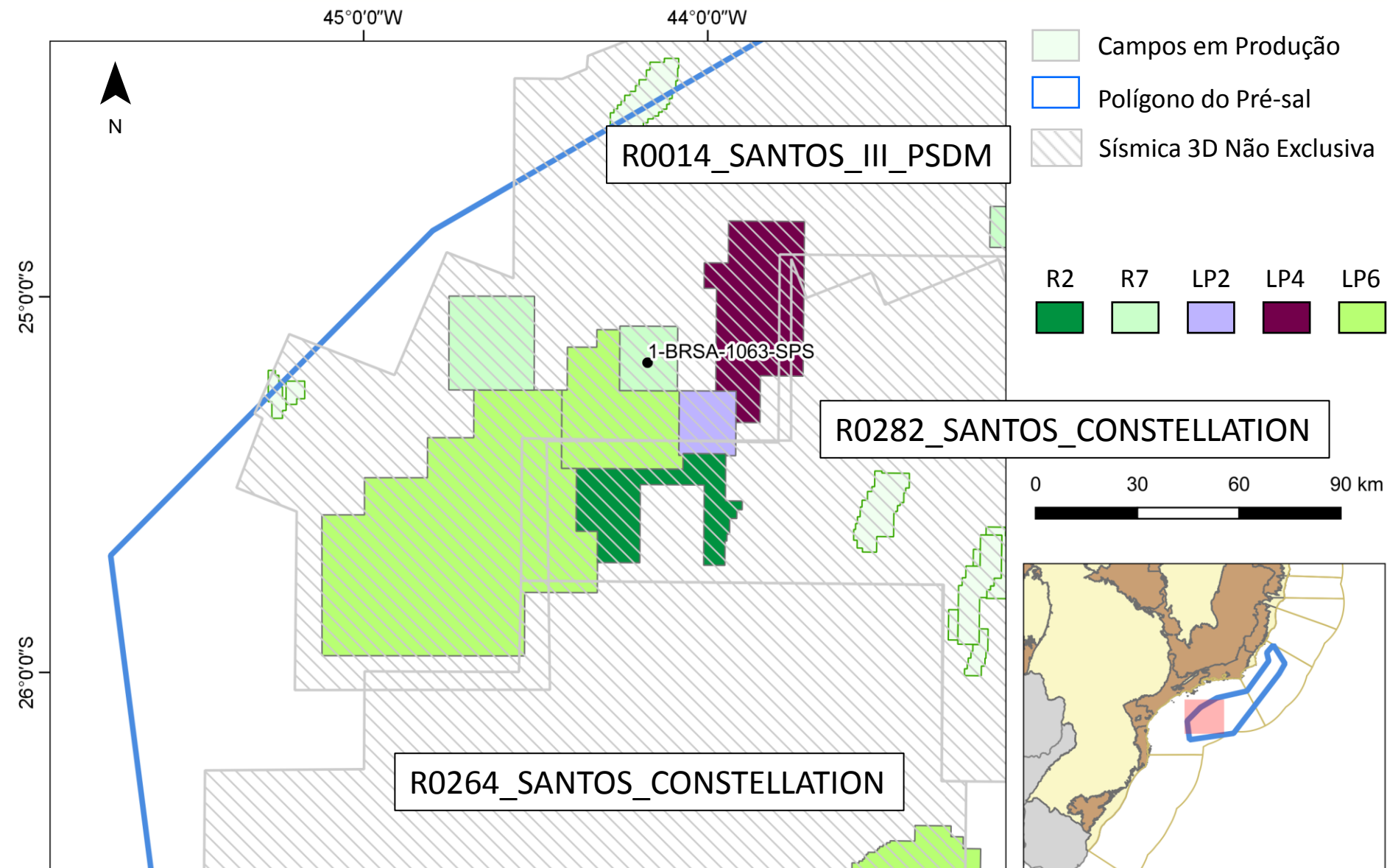
Fluido

Óleo 28 a 32 °API

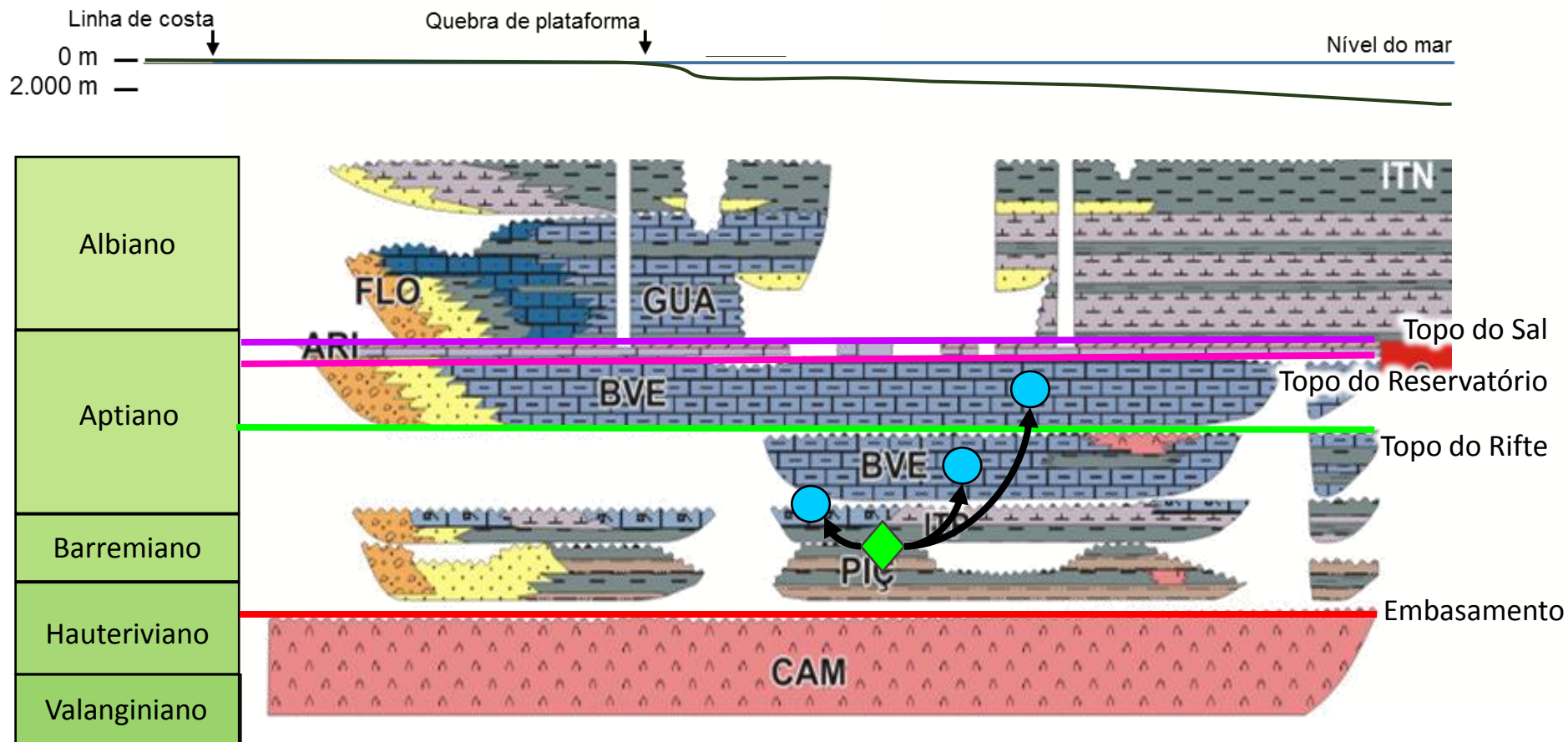
0 4 8 12 km

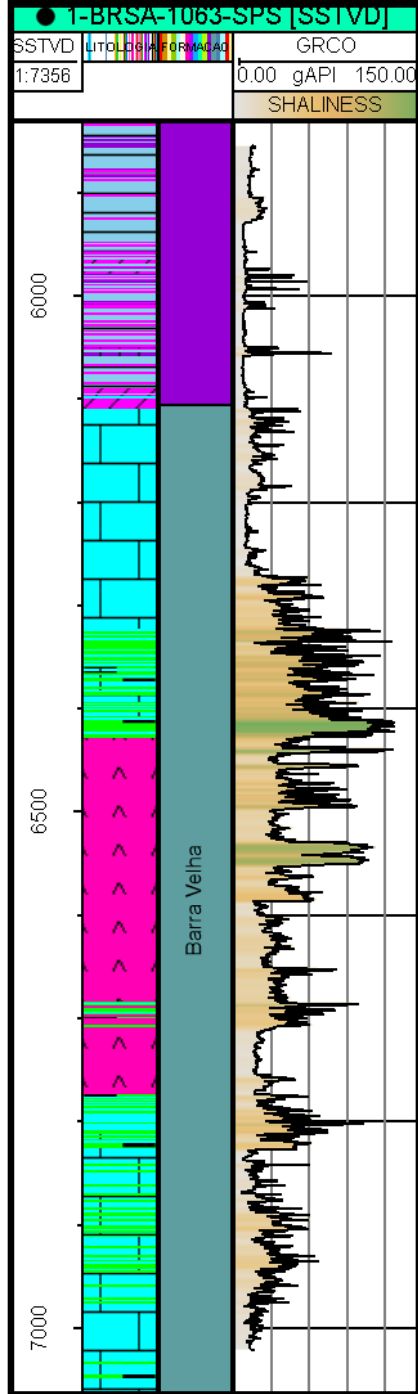


Principais Dados Utilizados



Horizontes Mapeados

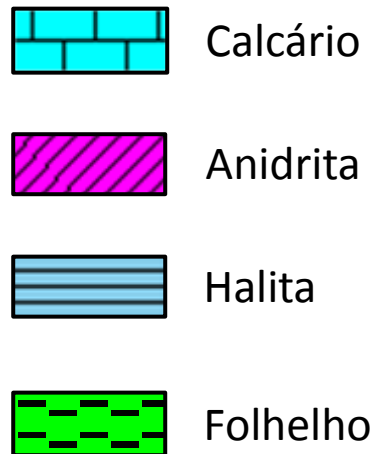




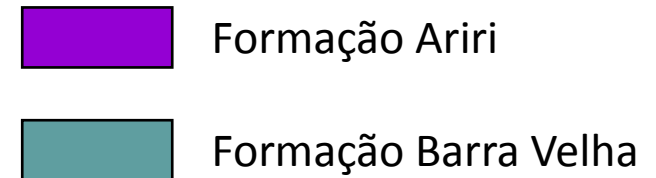
1-BRSA-1063-SPS

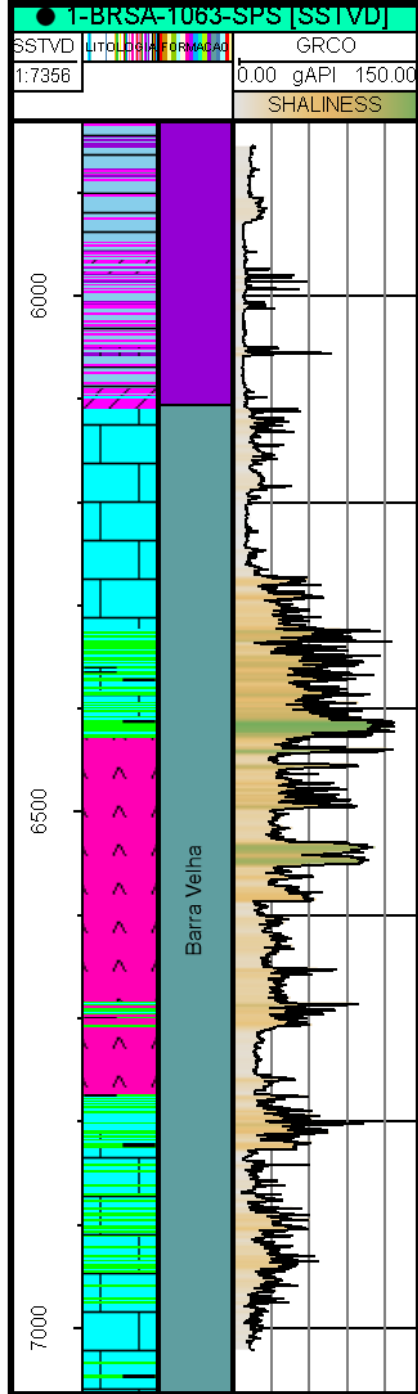
Amarração Sísmica-Poço

Litologia



Litoestratigrafia



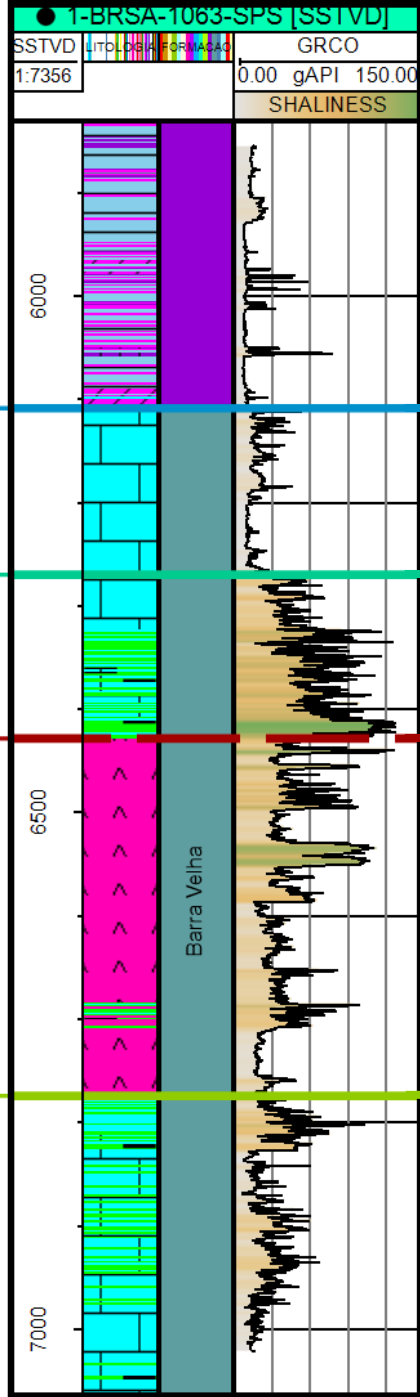


Perfil de Raios Gama

Segmentação em Sequências

Principal Reservatório de Óleo

Sequência K48



Sag Superior

K48

Sag Inferior

K46

Topo Ígnea

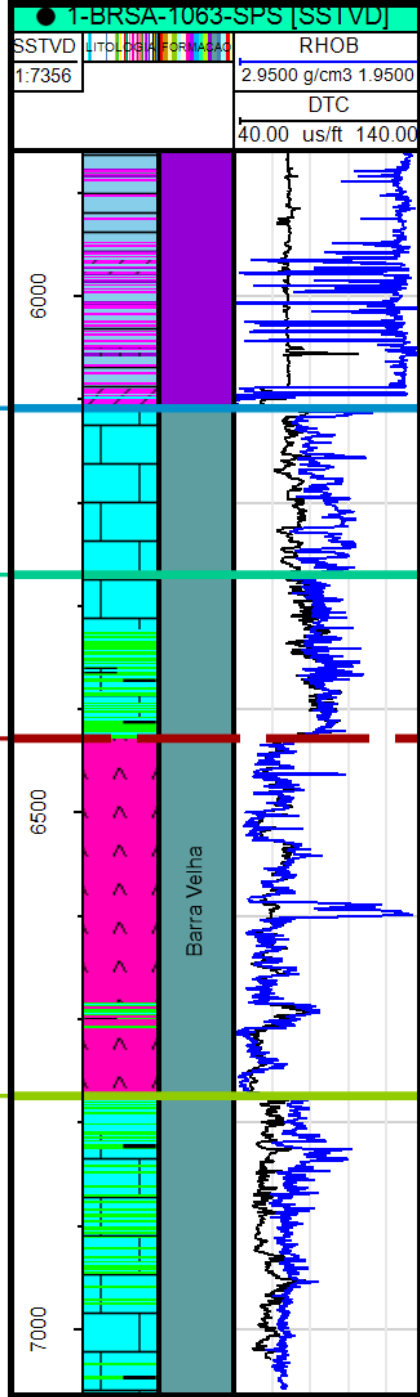
Topo Rifte

K44

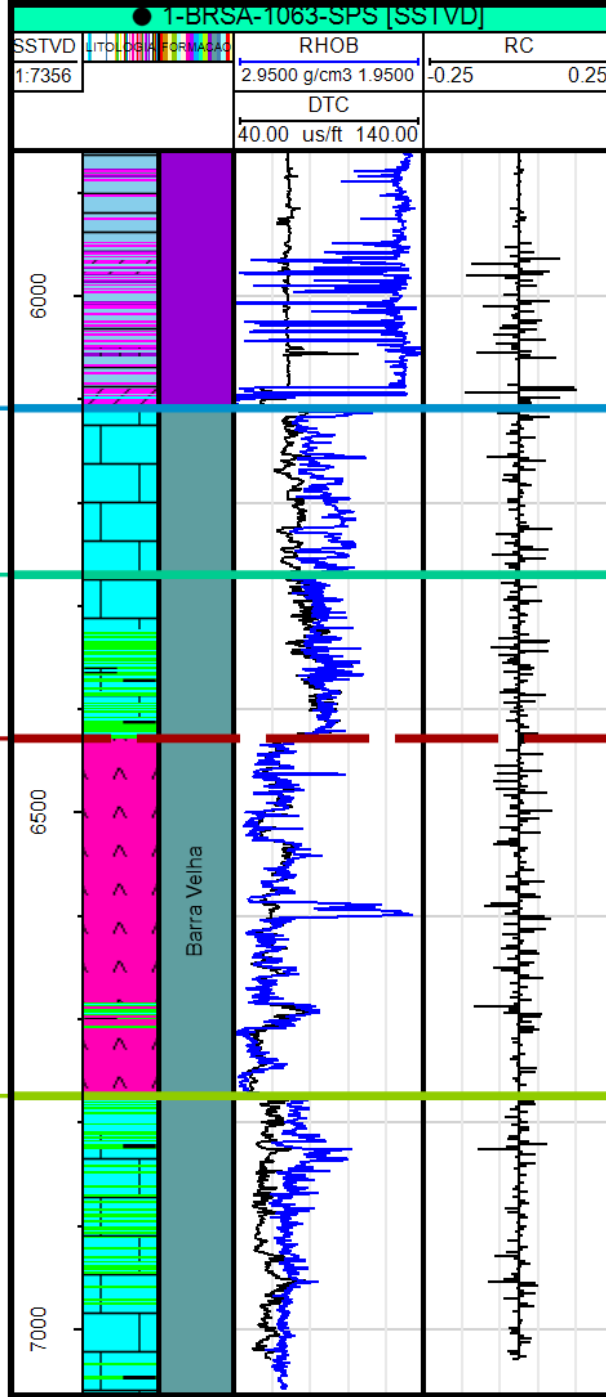
Marcadores

Geometria das Camadas

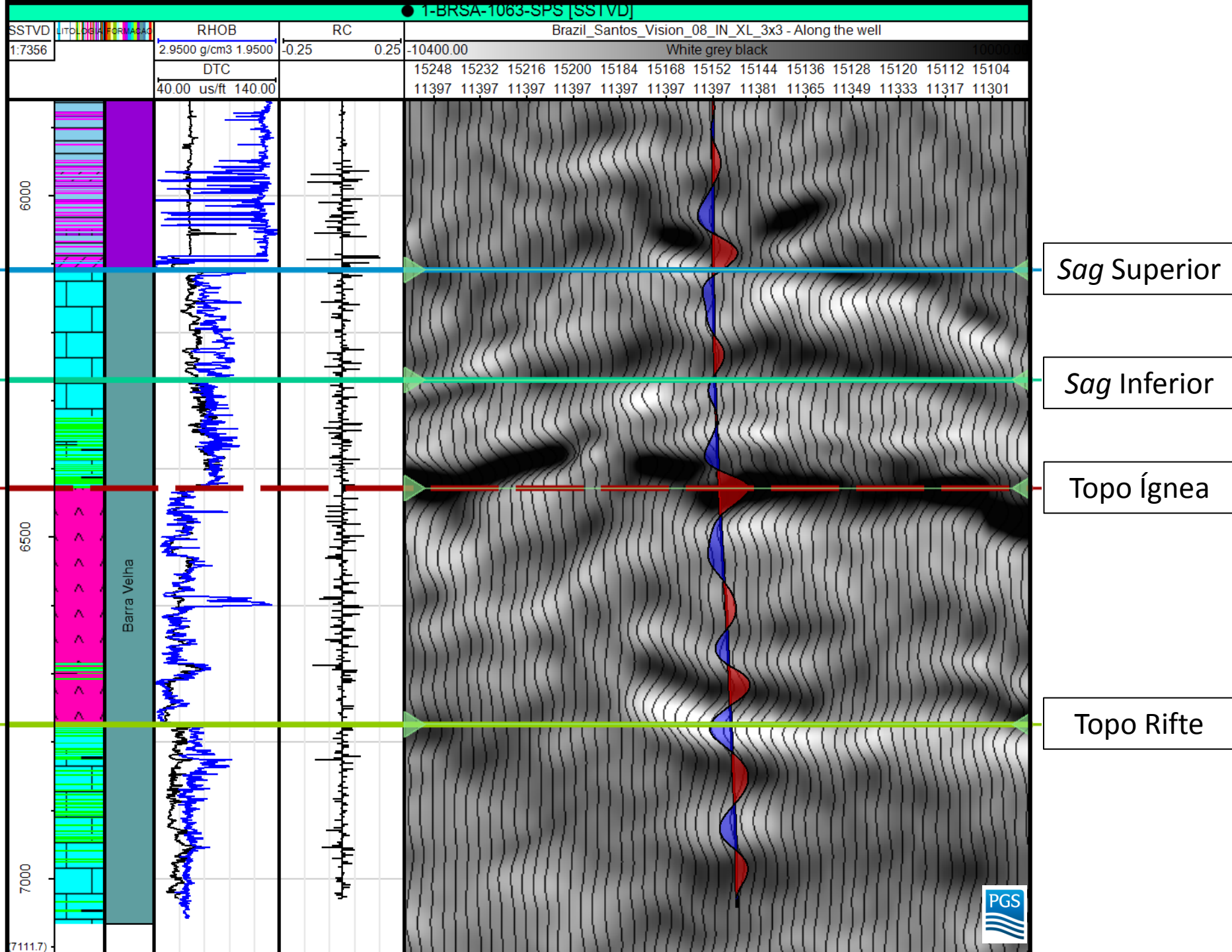
Sag ou Rifte

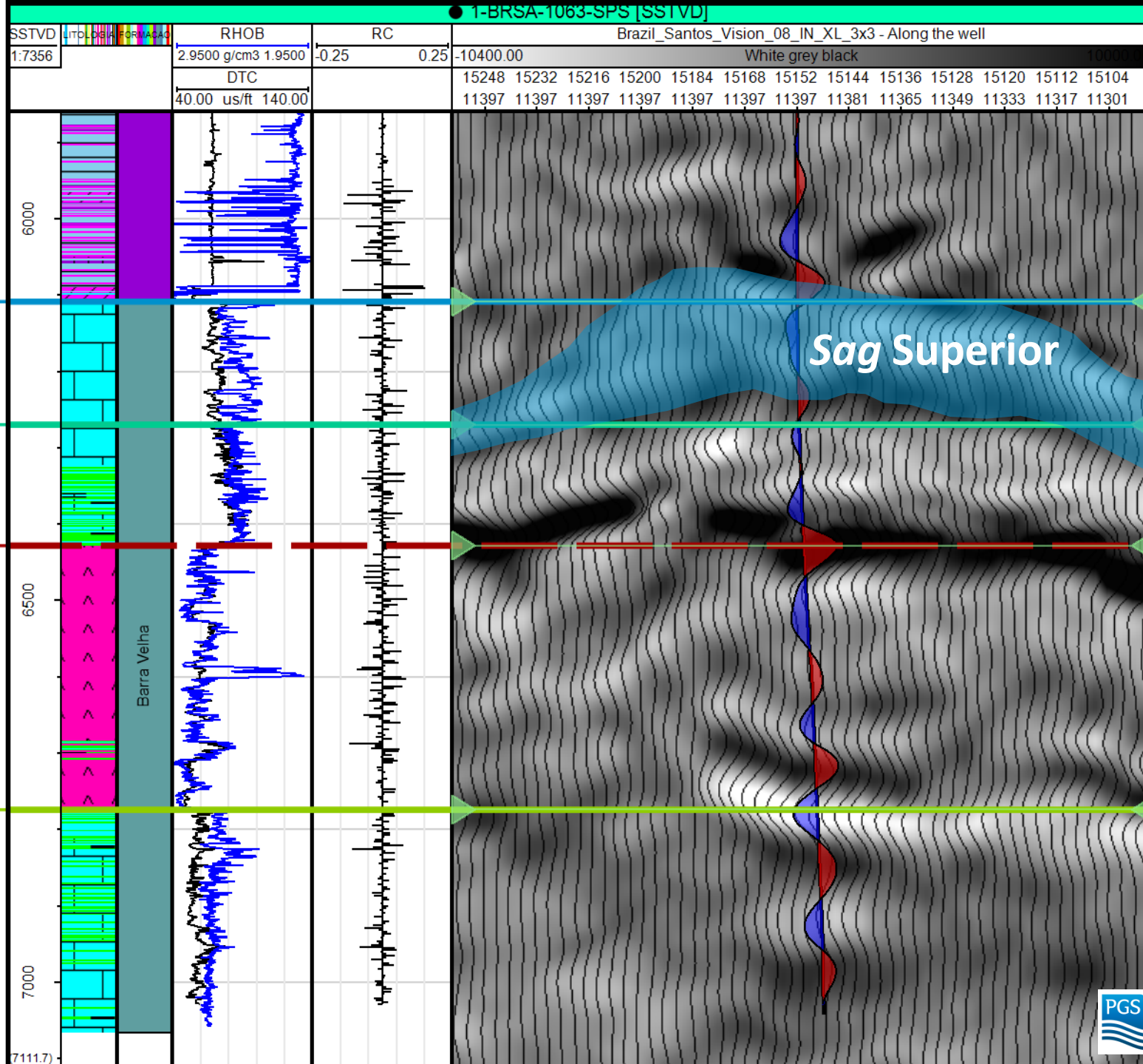


Perfis Densidade e Sônico



Série de Refletividade





Sag Superior

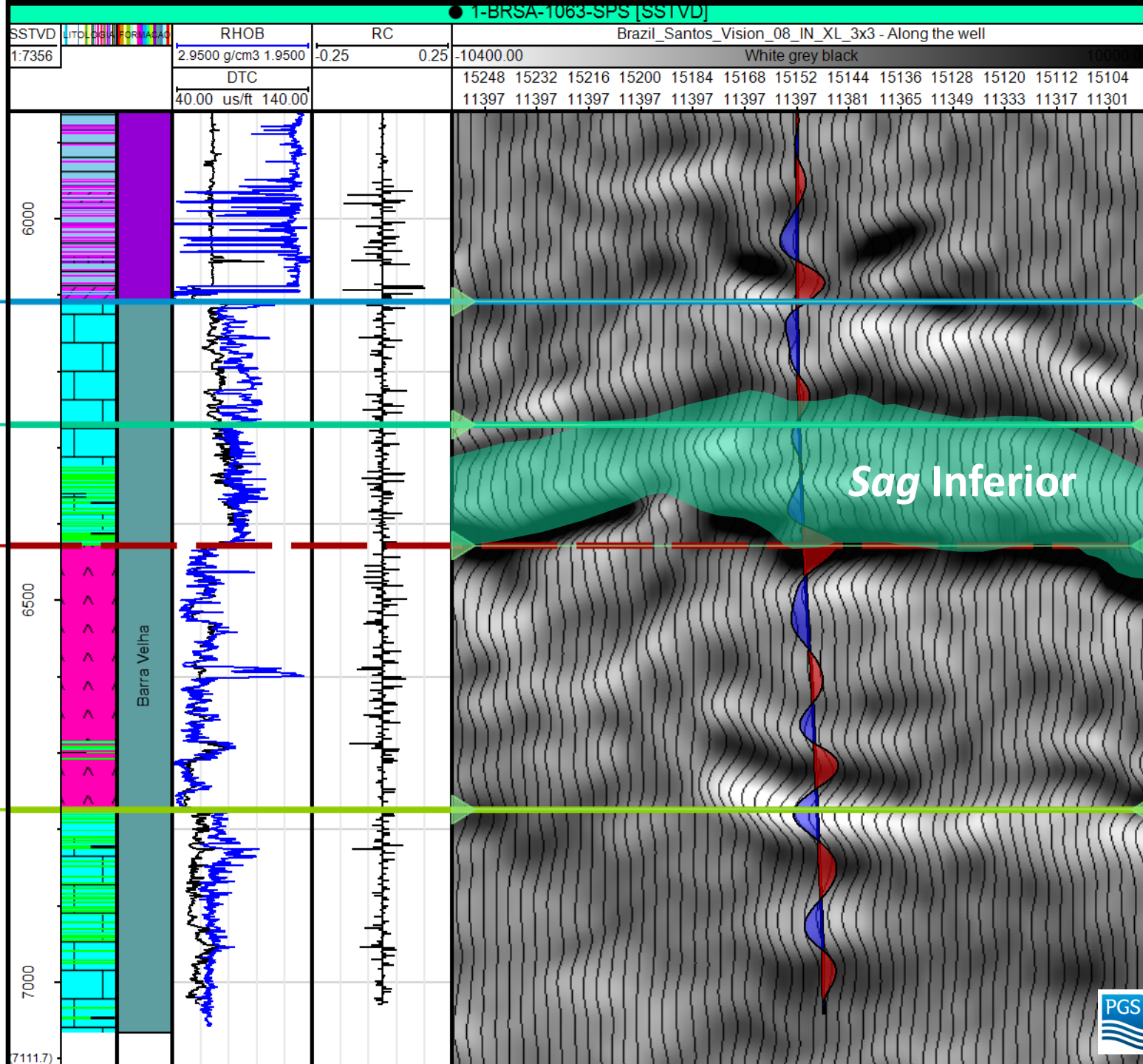
Sag Superior

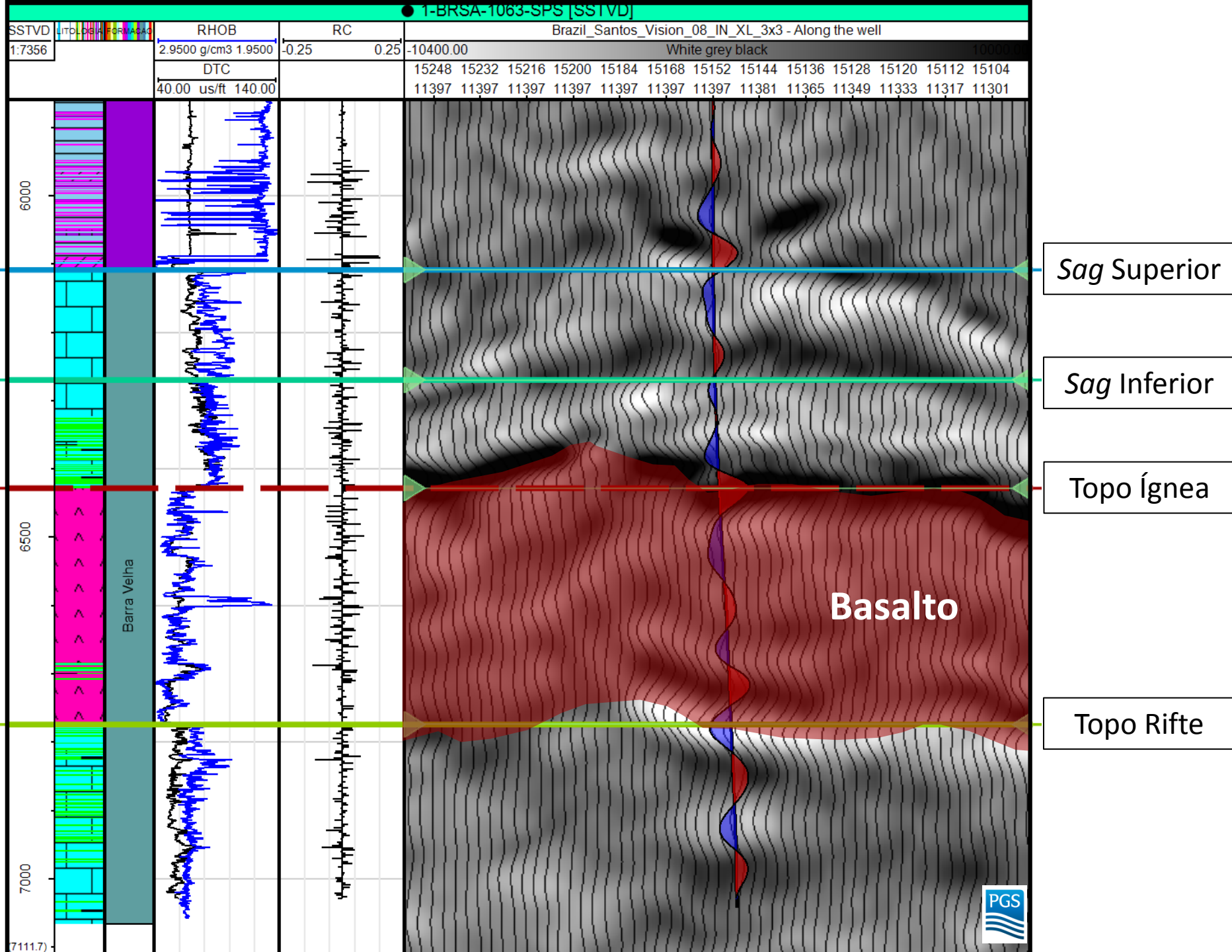
Sag Inferior

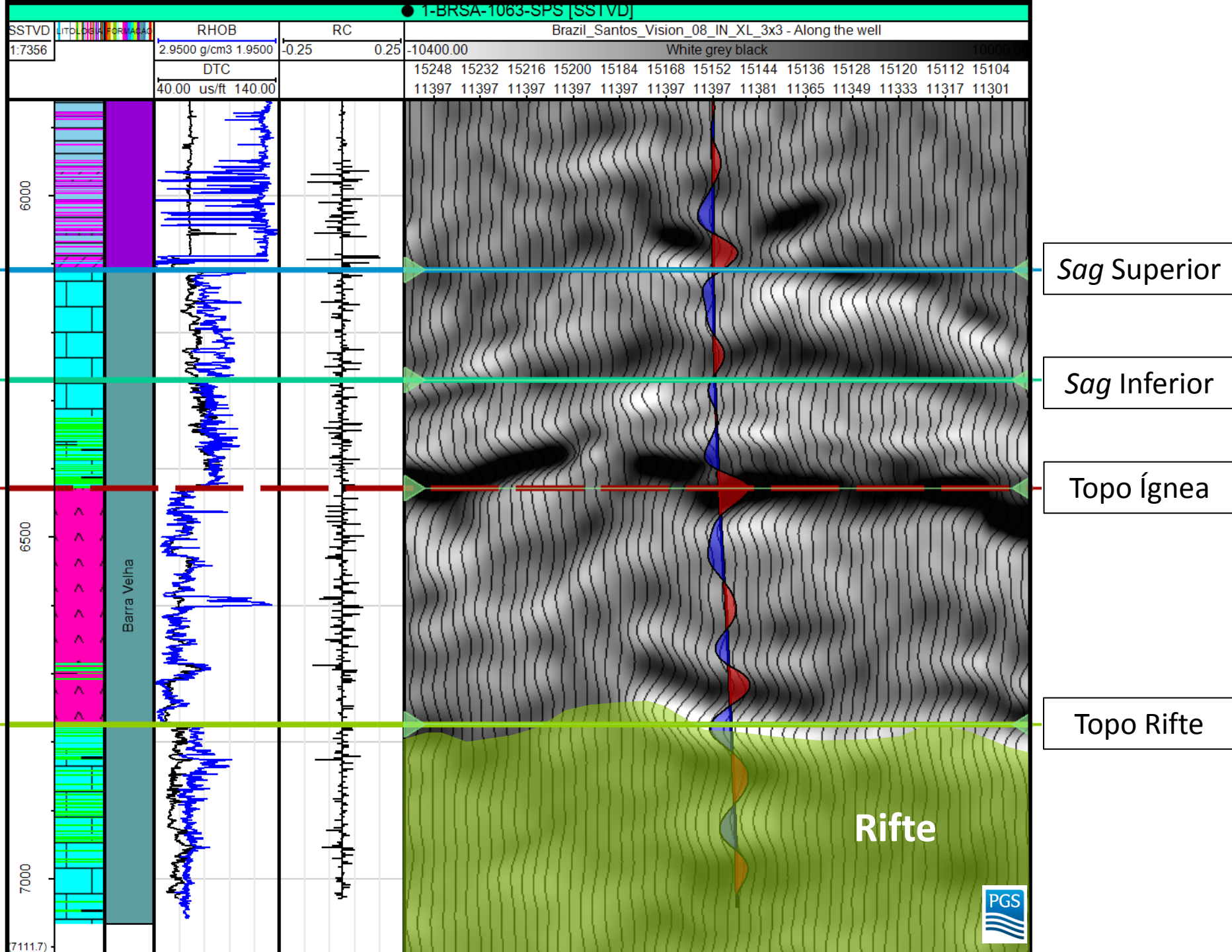
Topo Ígnea

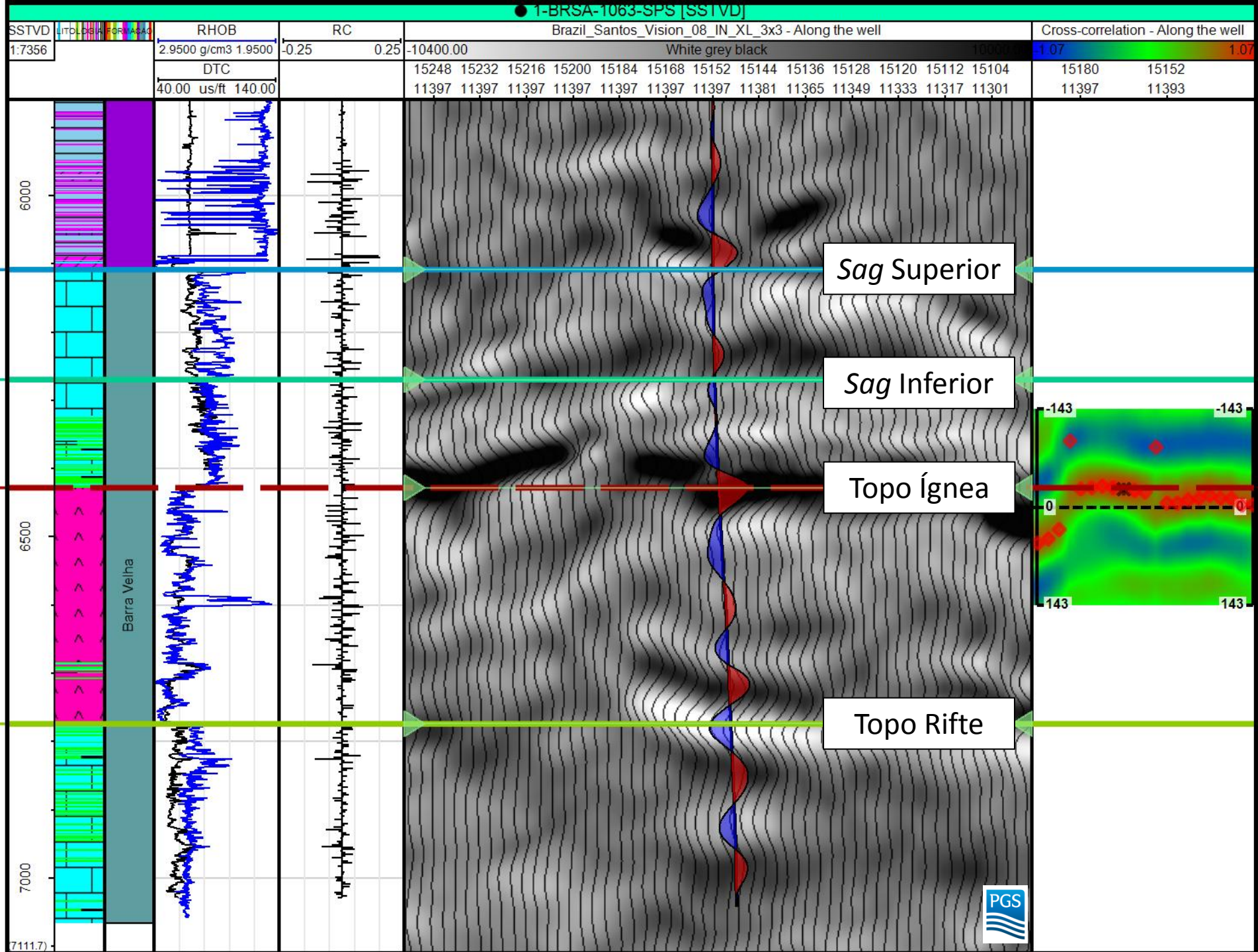
Topo Rifte



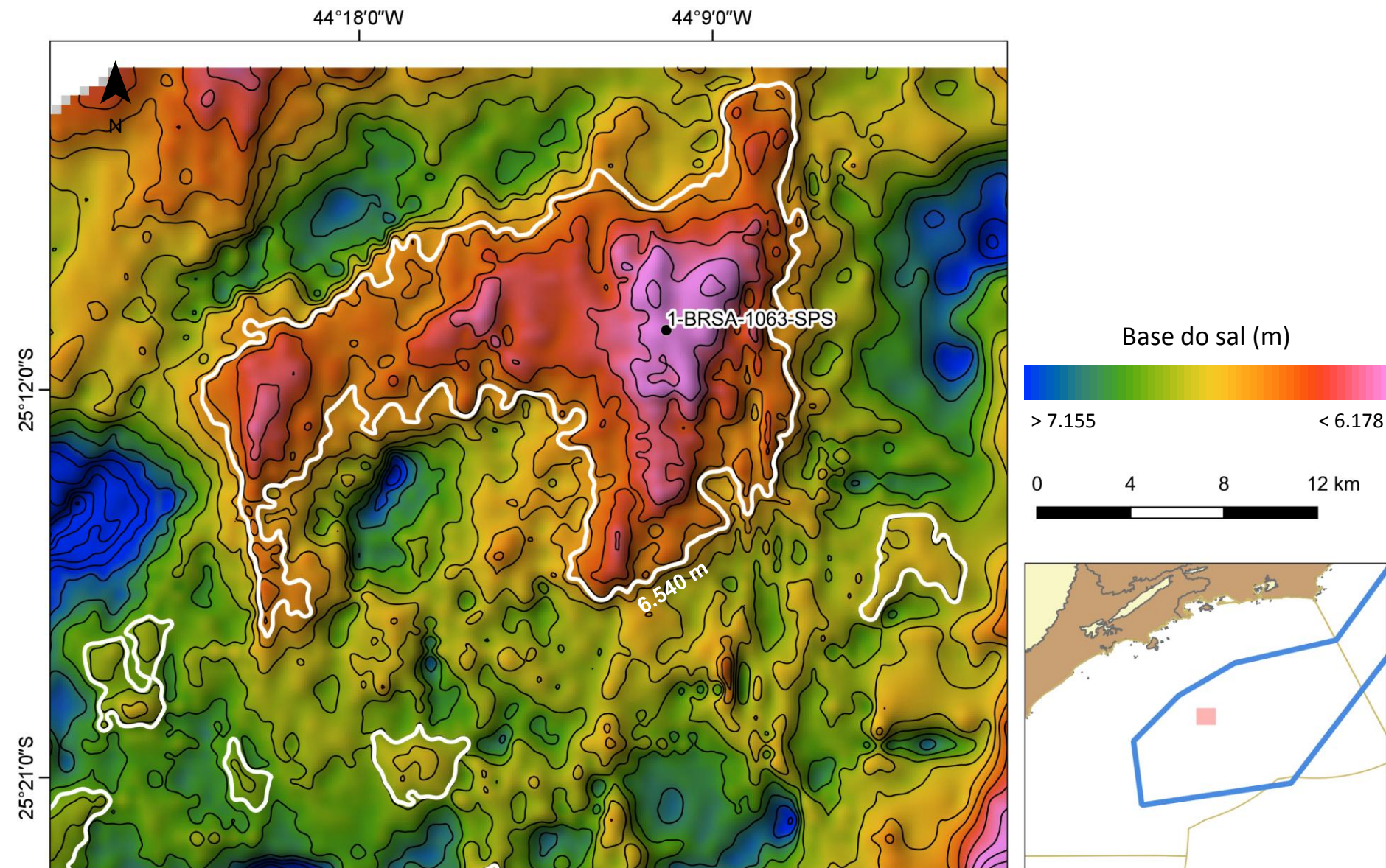




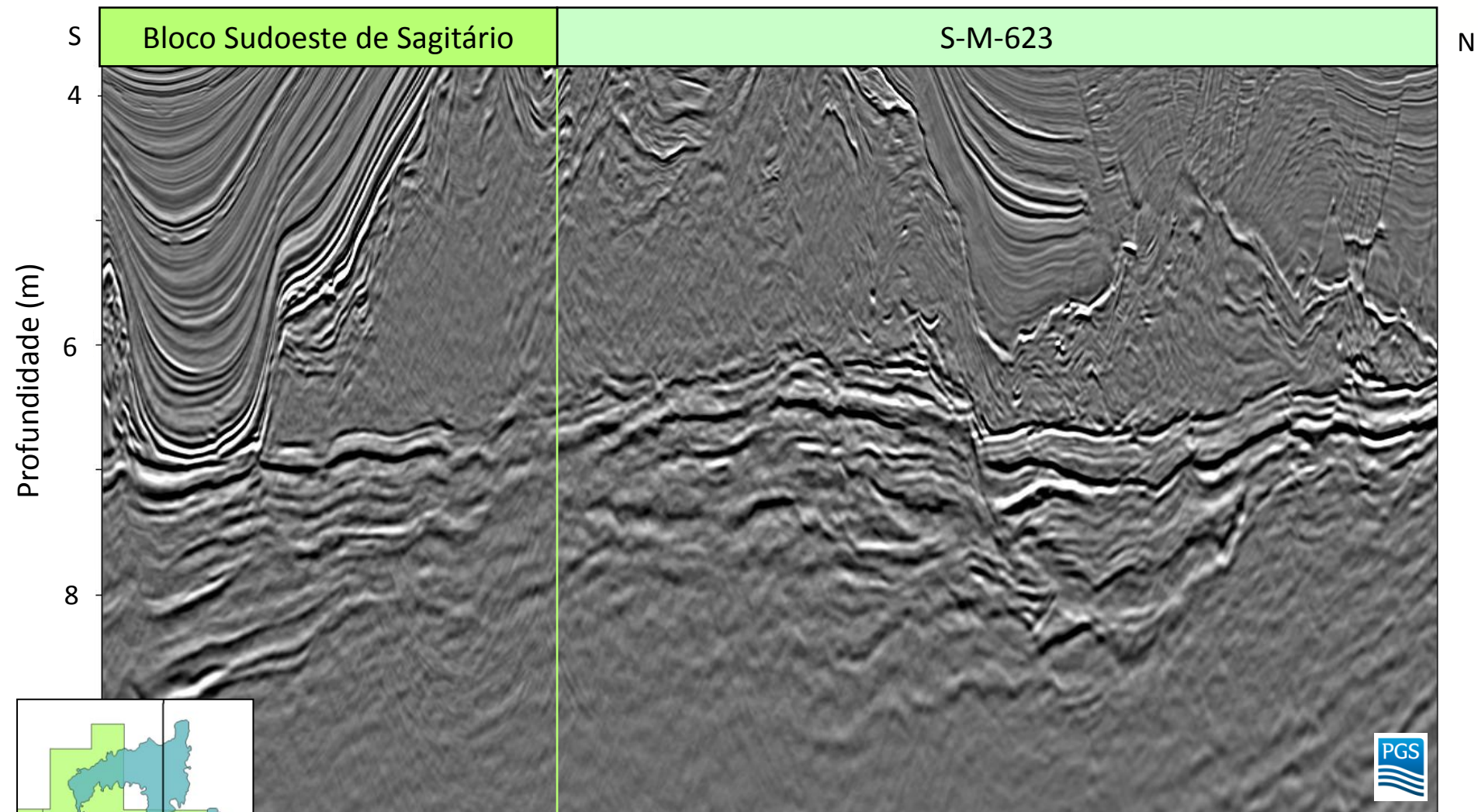




Topo do Reservatório

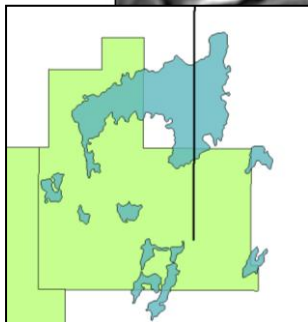


Sagitário Seção N-S

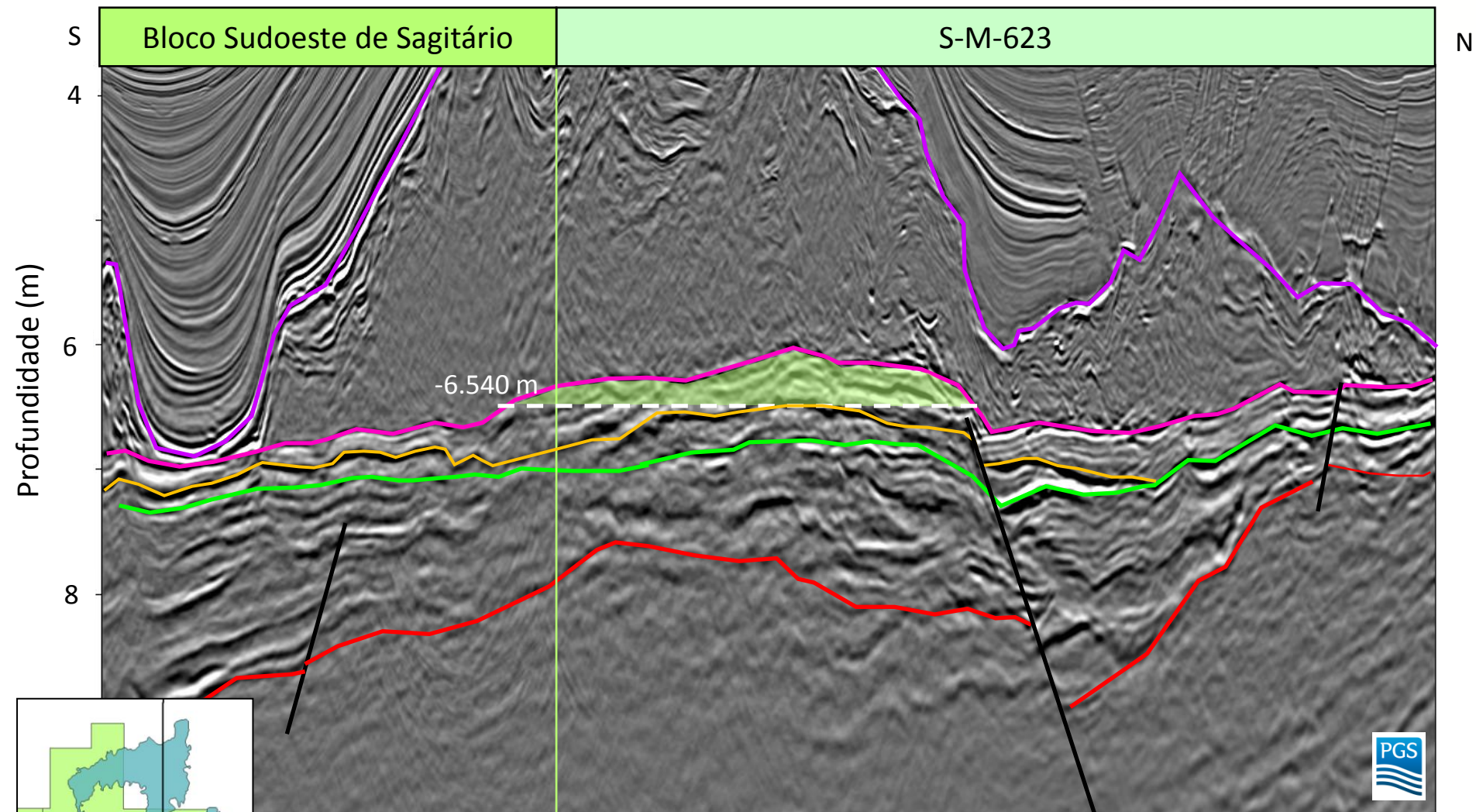


Levantamento R0014_SANTOS_III_PSDM, cortesia PGS

0 2 4Km



Sagitário Seção N-S



Levantamento R0014_SANTOS_III_PSDM, cortesia PGS

— Topo do Sal

— Embasamento

— Oportunidade Exploratória

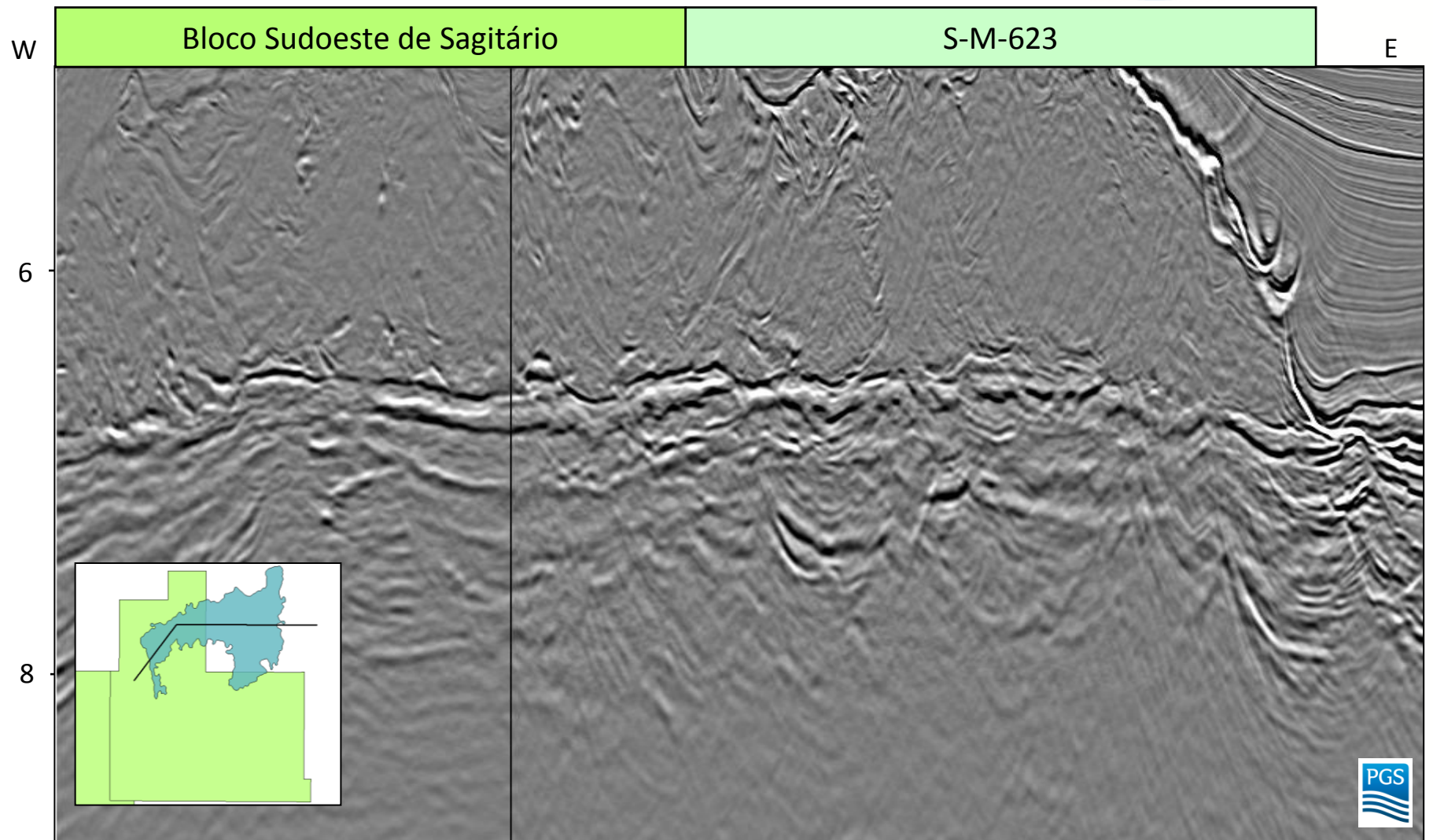
0 2 4Km

— Base do Sal

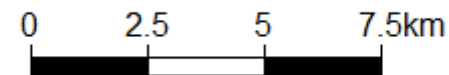
— Falha Geológica

— Topo da Rocha Ígnea

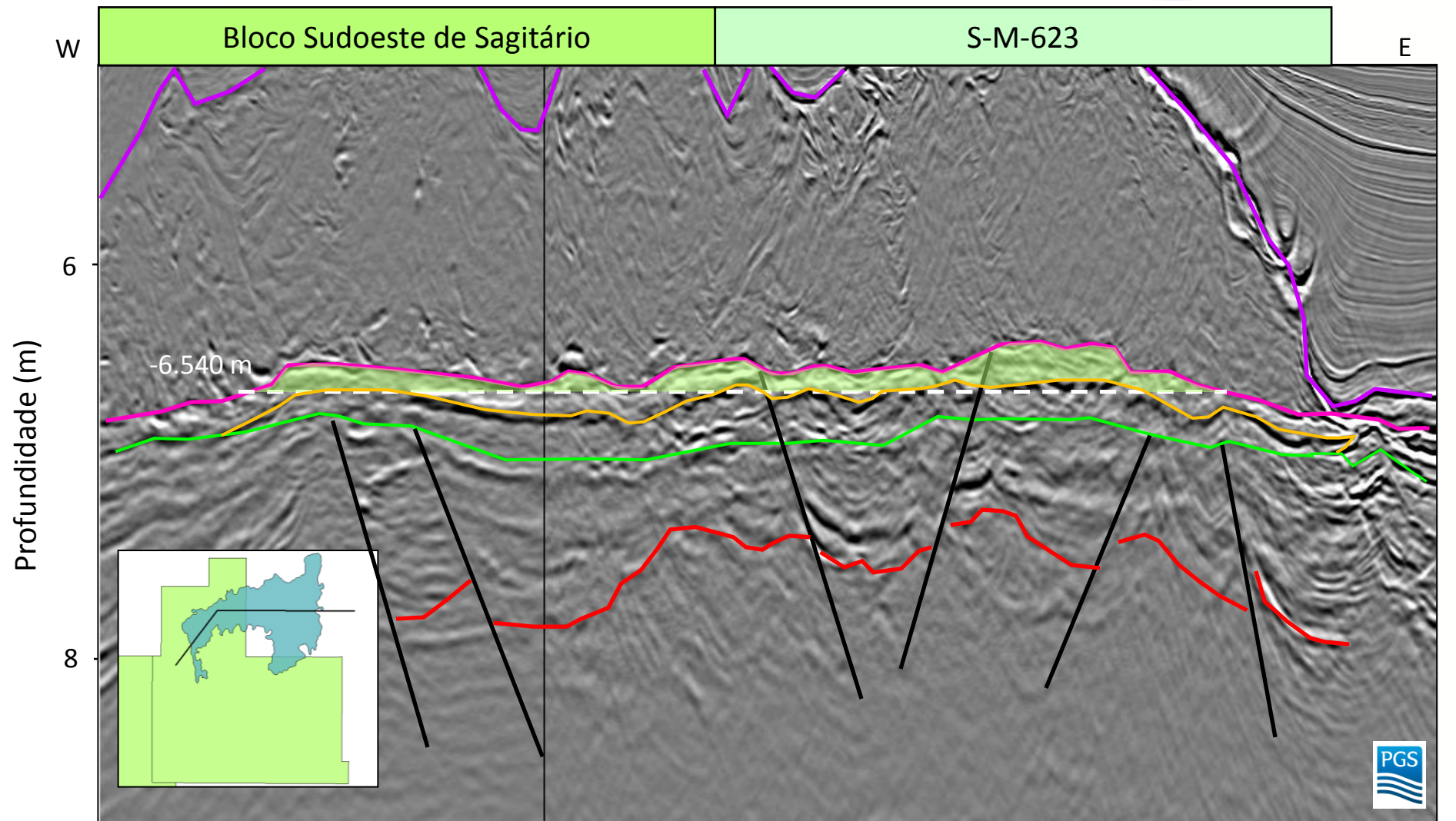
Sagitário Seção W-E



Levantamento R0014_SANTOS_III_PSDM, cortesia PGS



Sagitário Seção W-E



Levantamento R0014_SANTOS_III_PSDM, cortesia PGS

Topo do Sal

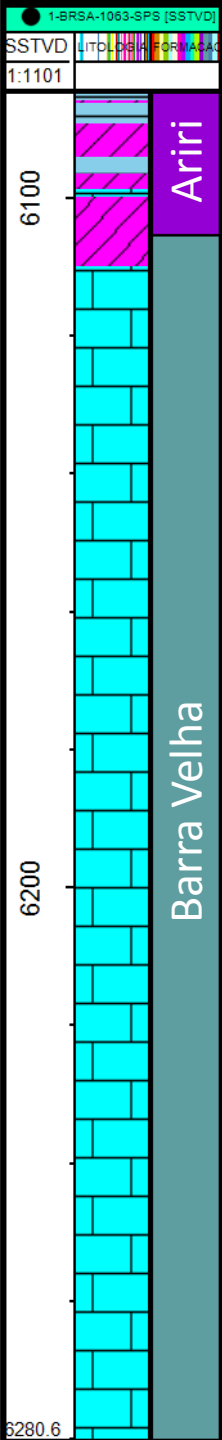
Embasamento

Oportunidade Exploratória

Base do Sal

Falha Geológica

Topo da Rocha Ígnea



1-BRSA-1063-SPS

Litologia



Calcário



Anidrita



Halita

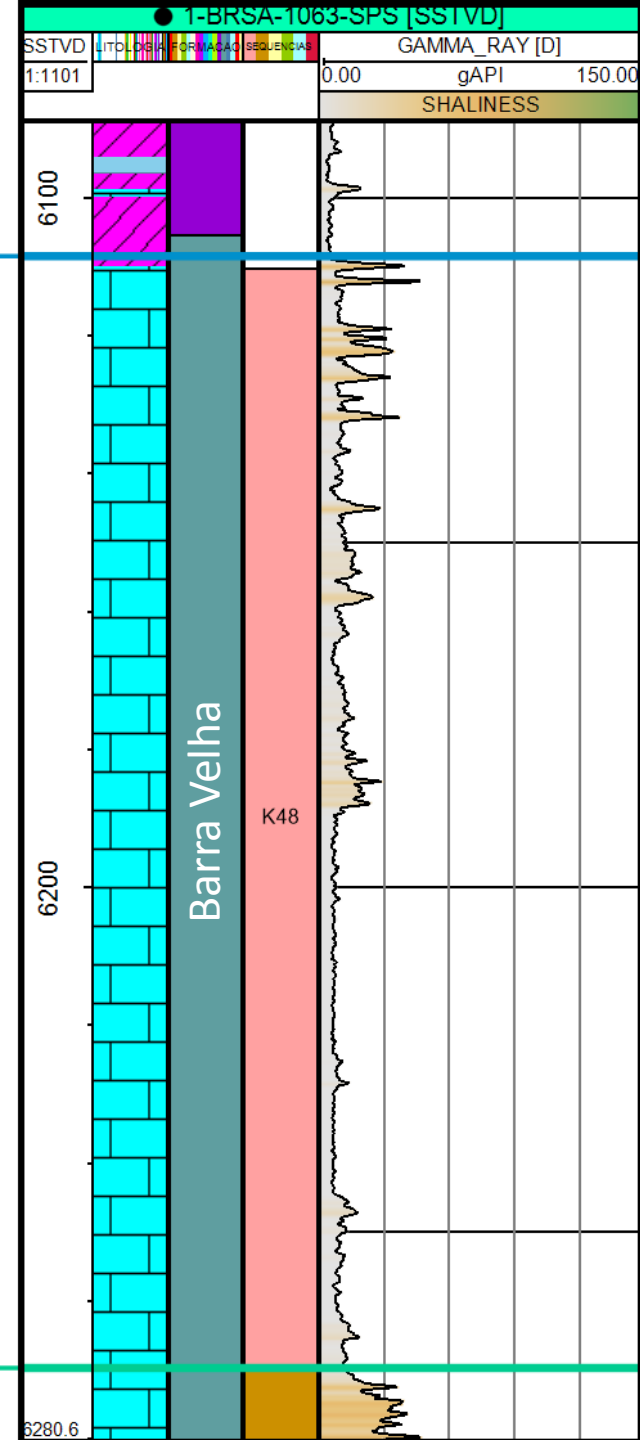
Litoestratigrafia



Formação Ariri



Formação Barra Velha



Sag Superior

Perfil de Raios Gama

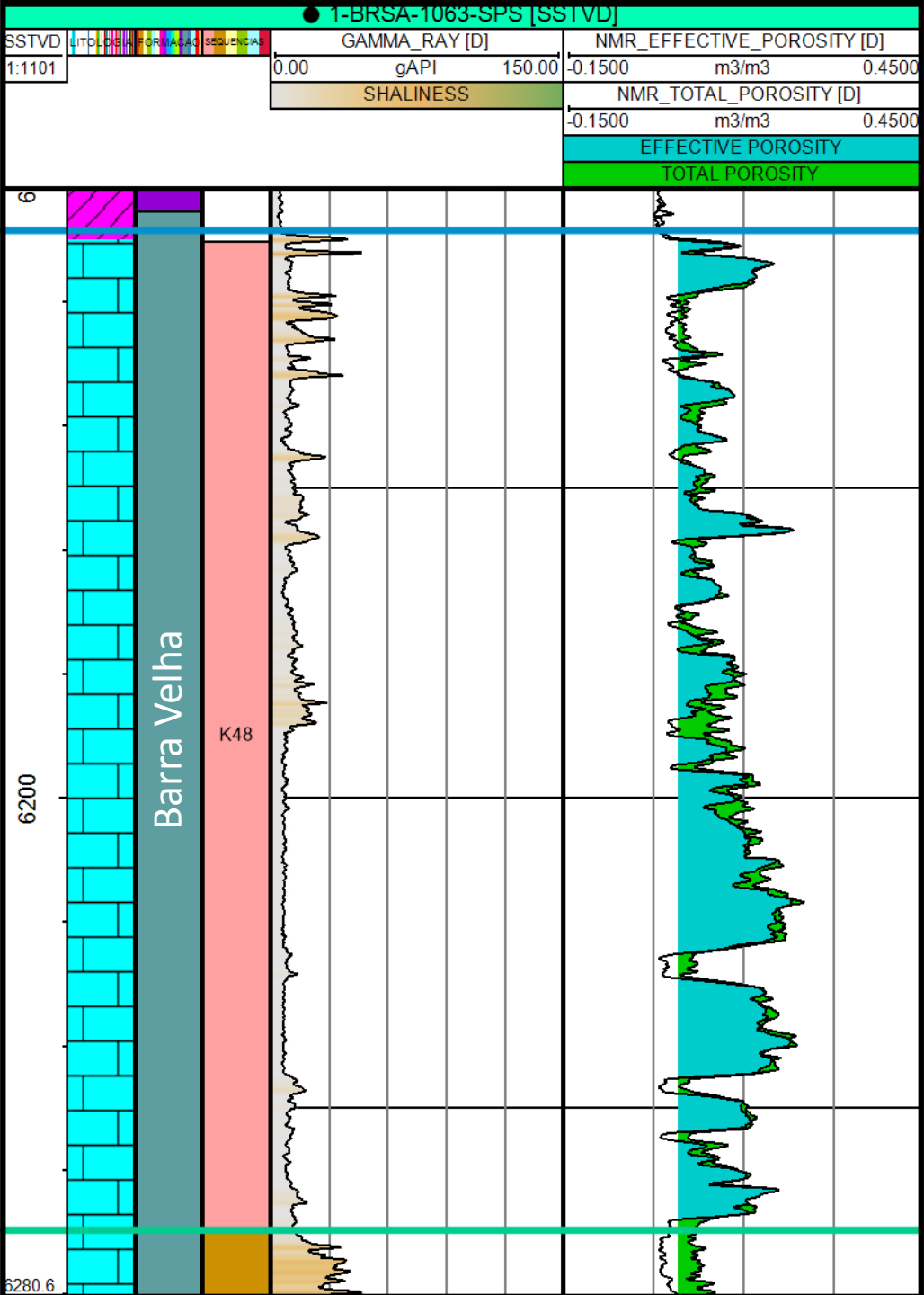
Reservatório Limpo

Principal intervalo portador de óleo

Sequência K48

Sag Superior

Sag Inferior



Sag Superior

**Porosidade Efetiva por
NMR**

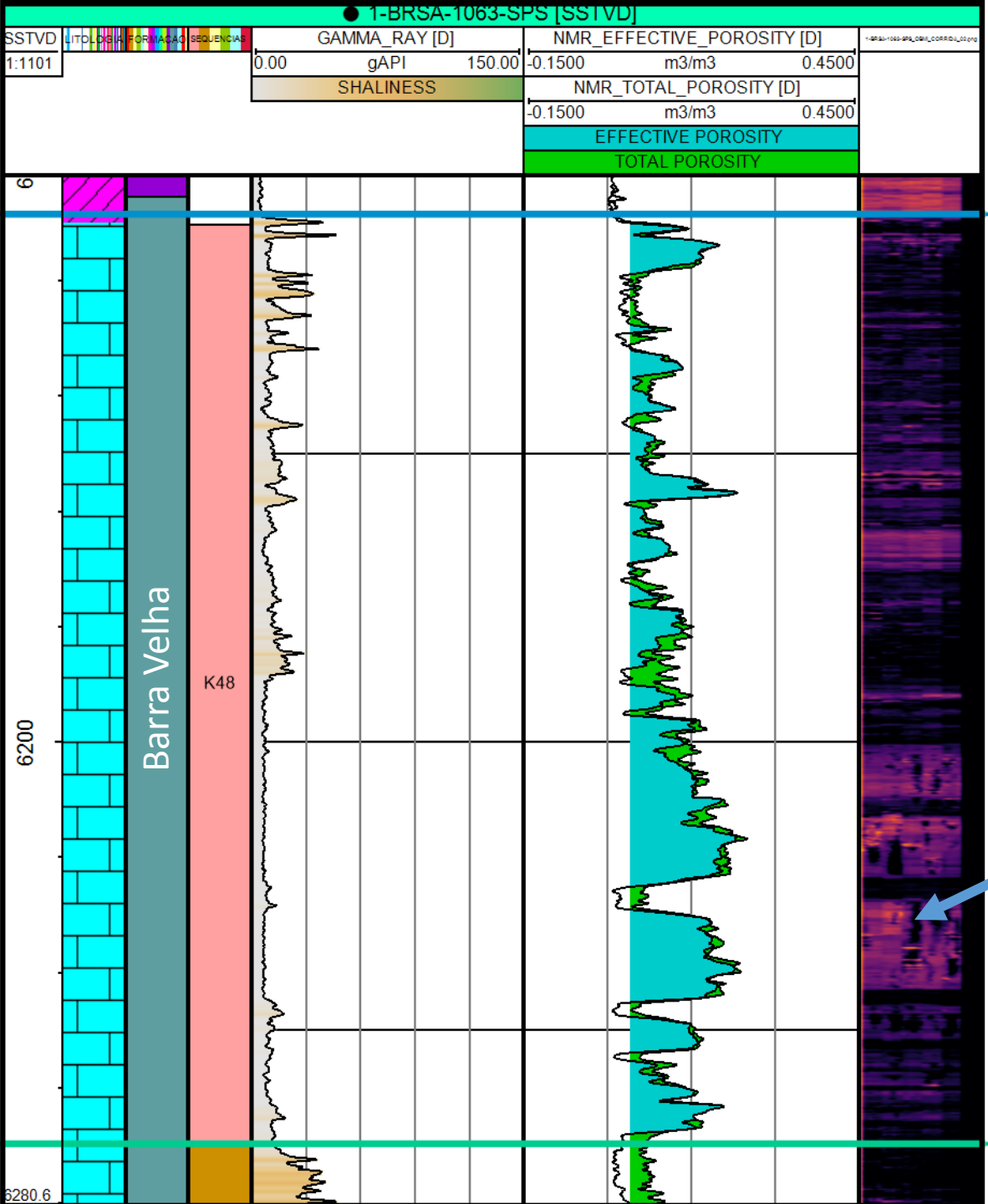
**Fator de Corte de
Porosidade**

4%

**Espessura Porosa
Vertical**

95,1 m

Sag Inferior



Sag Superior

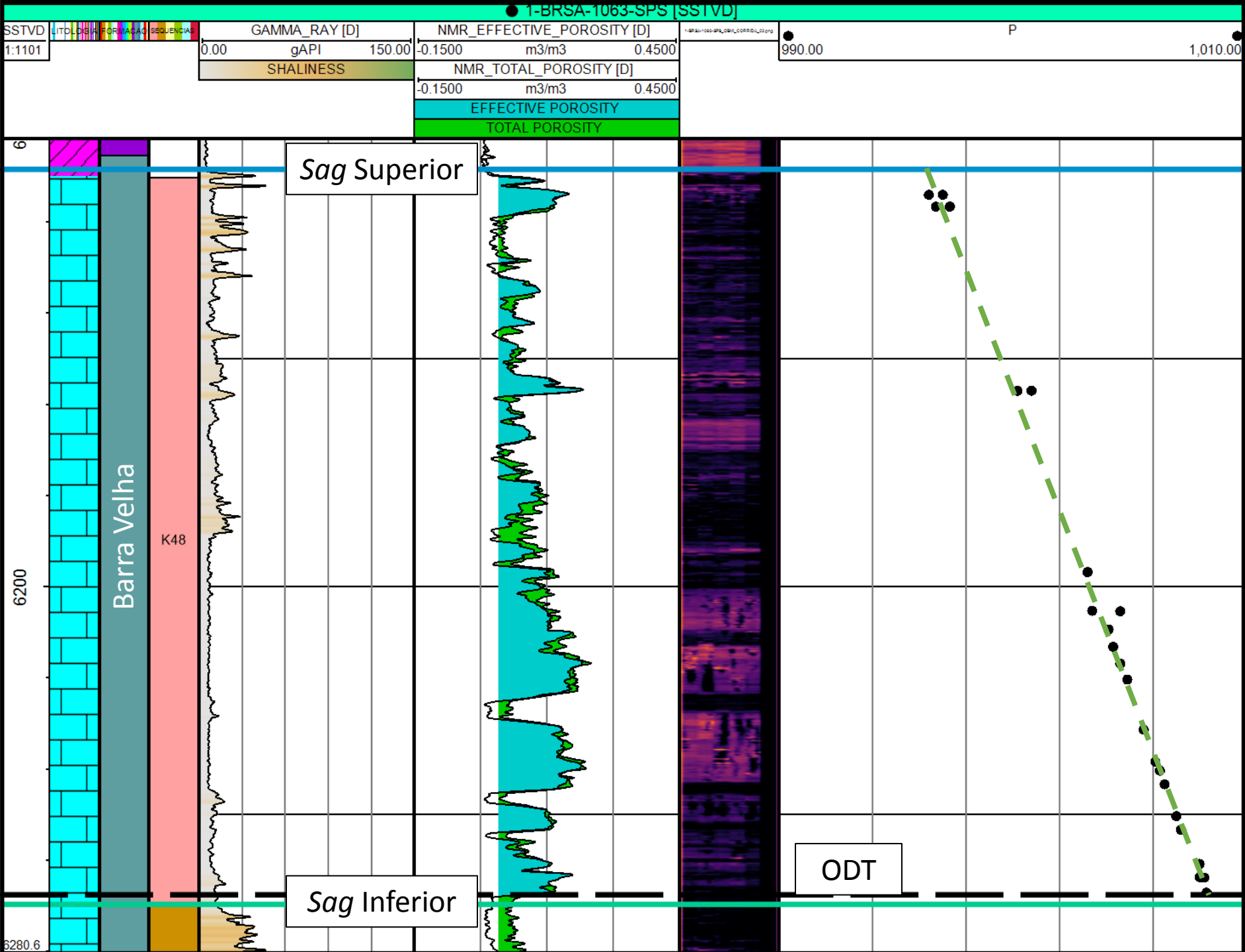
Perfil de OBM1

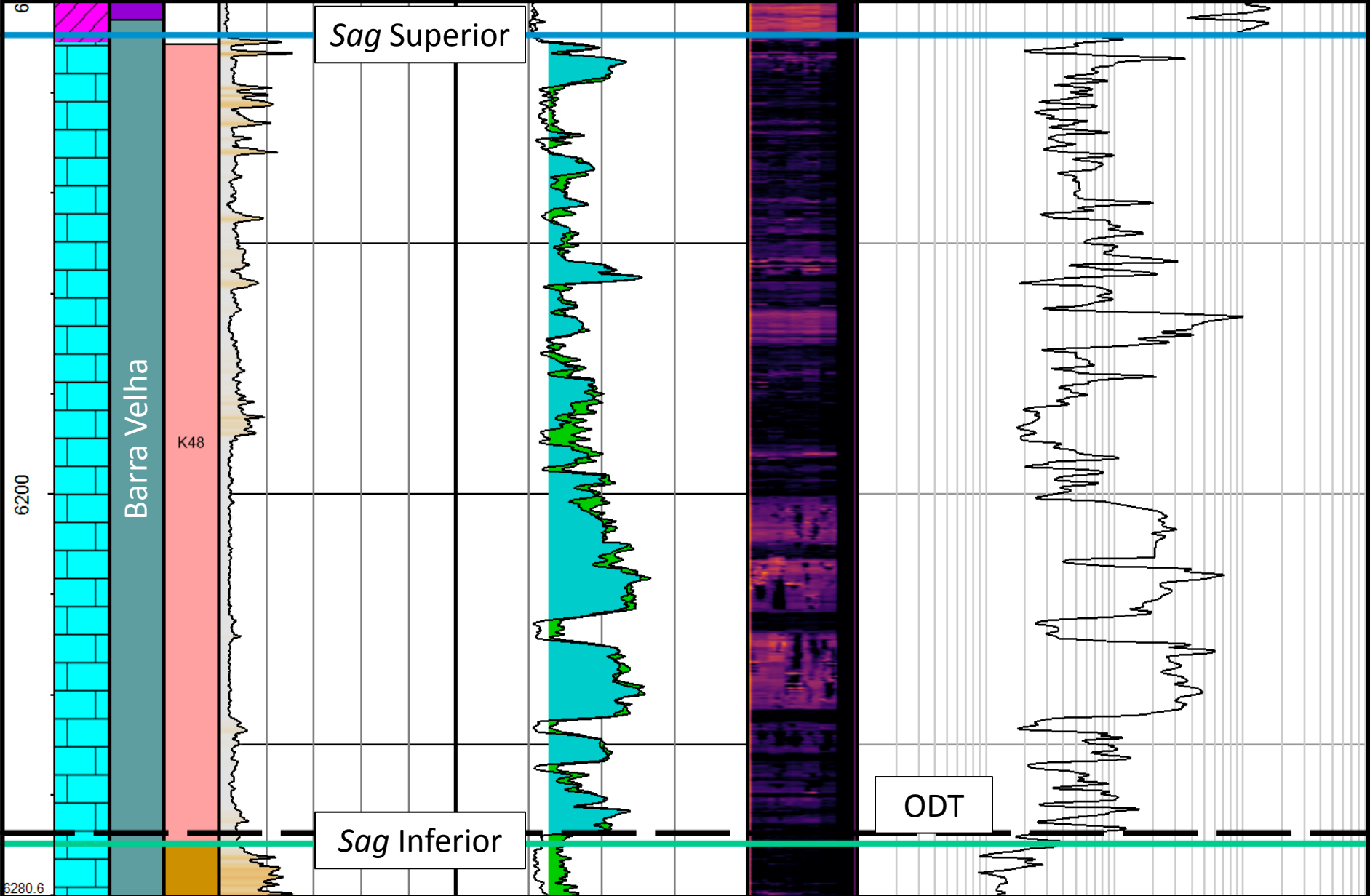
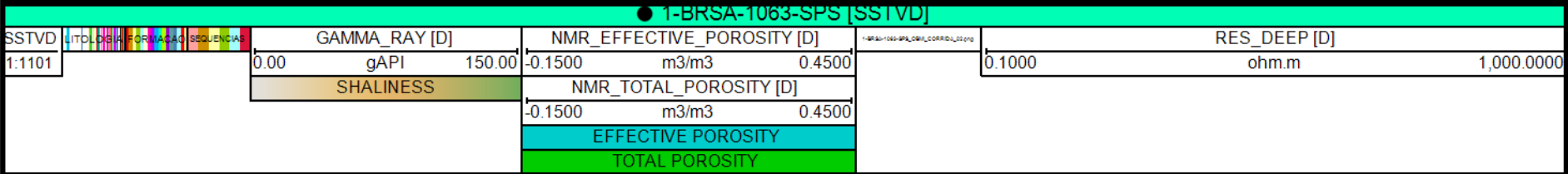
Indicativos de
Excelente
Permoporosidade

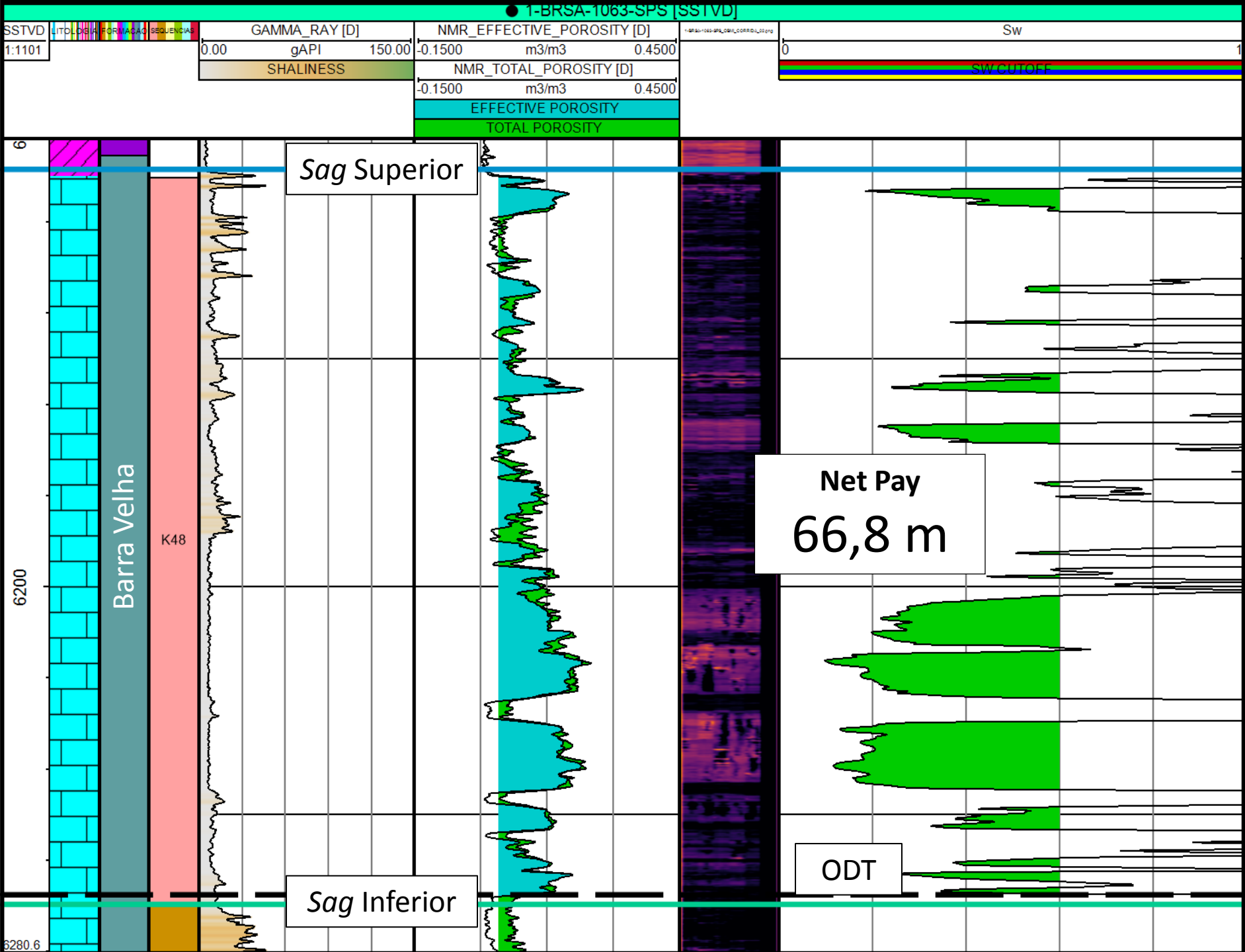
Marcas de Patins



Sag Inferior



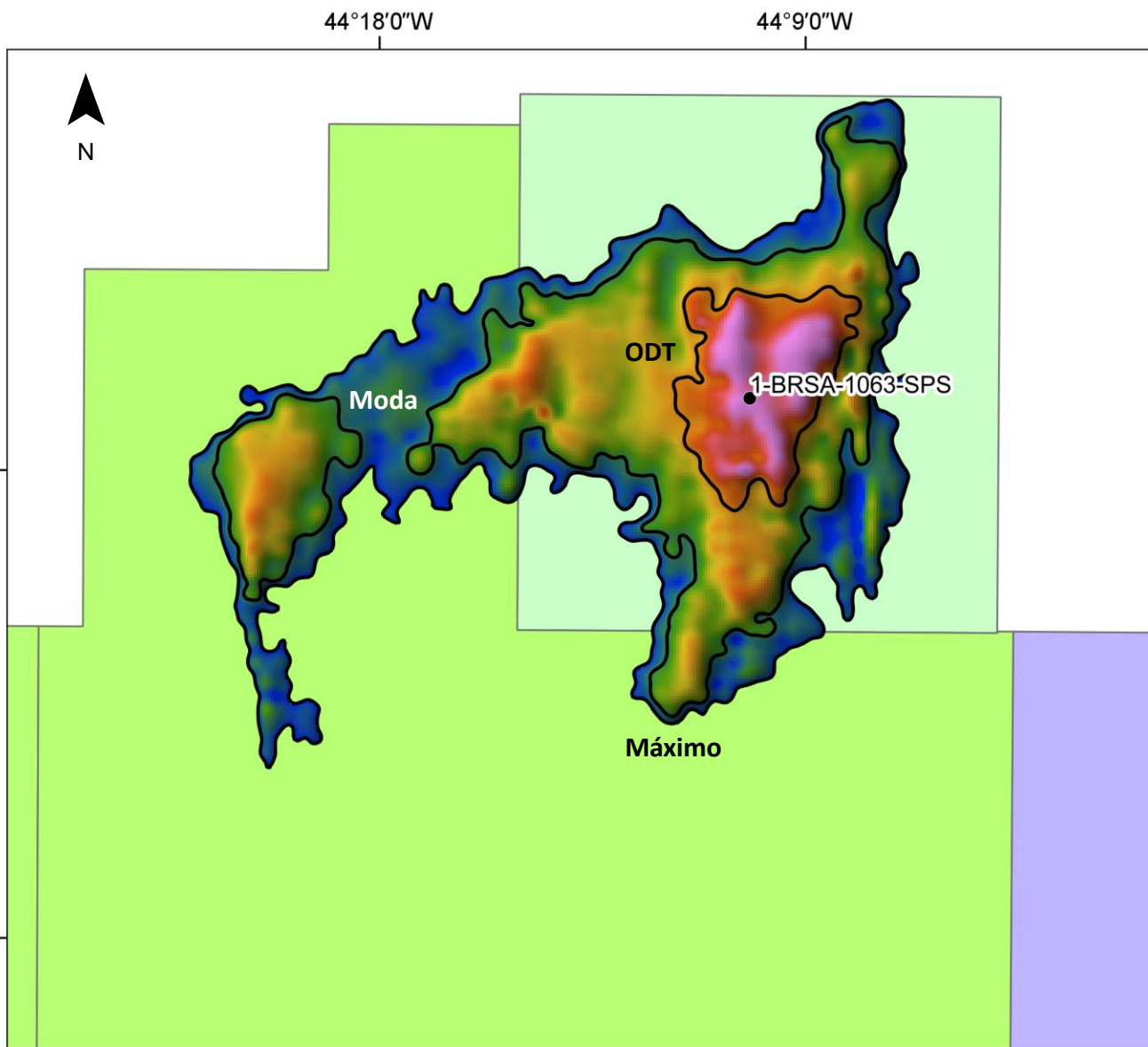
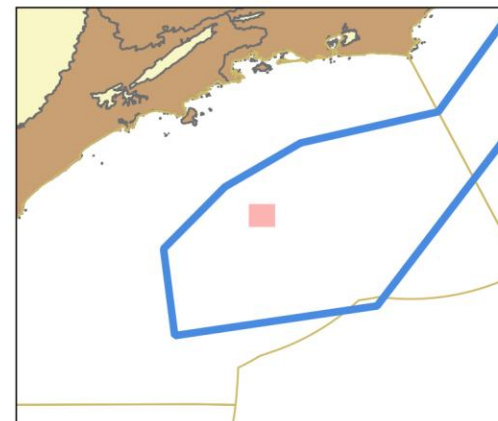




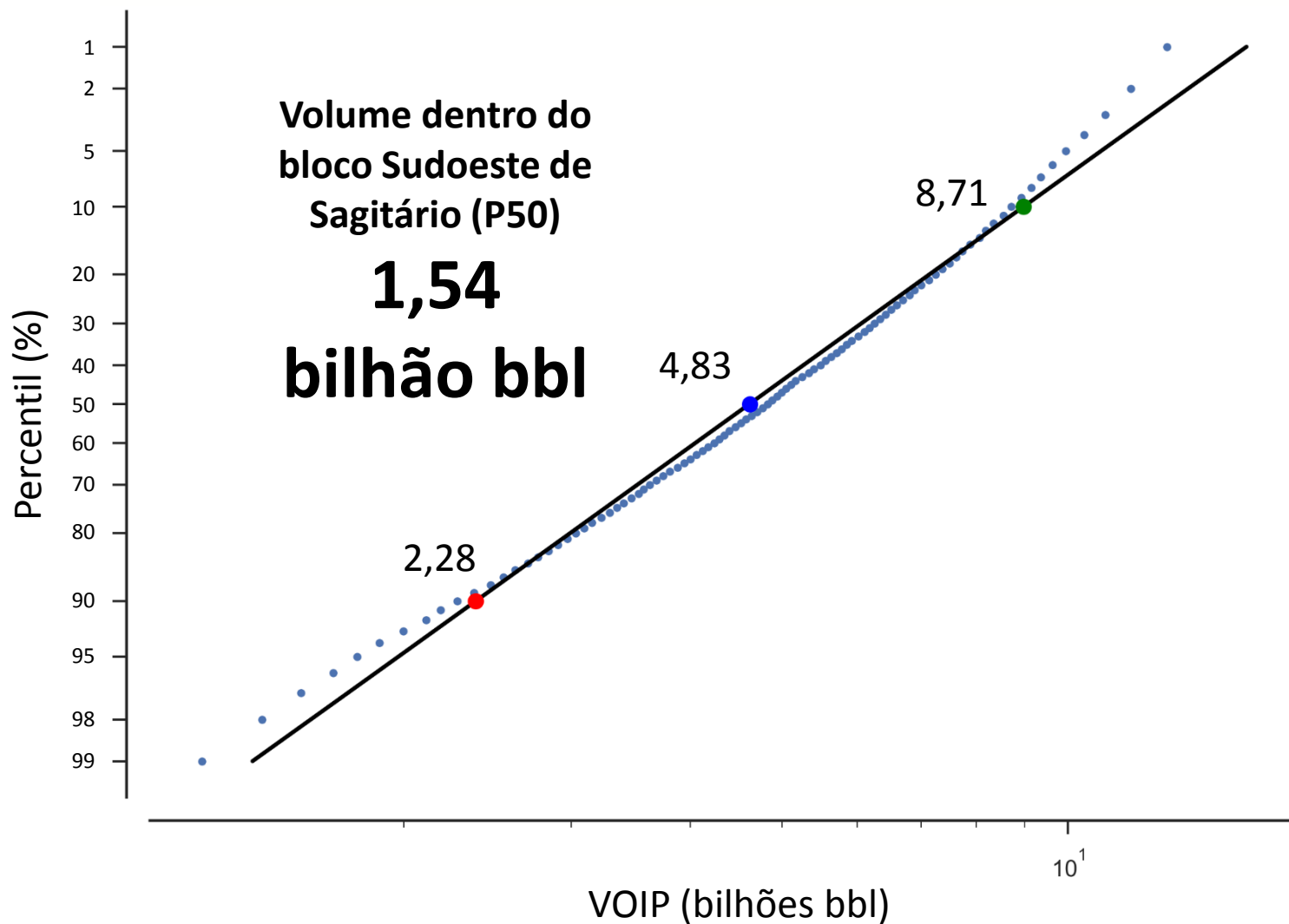
Relevo Estrutural para GRV

Porcentagem de
volume dentro
do bloco
Sudoeste de
Sagitário
~32 %

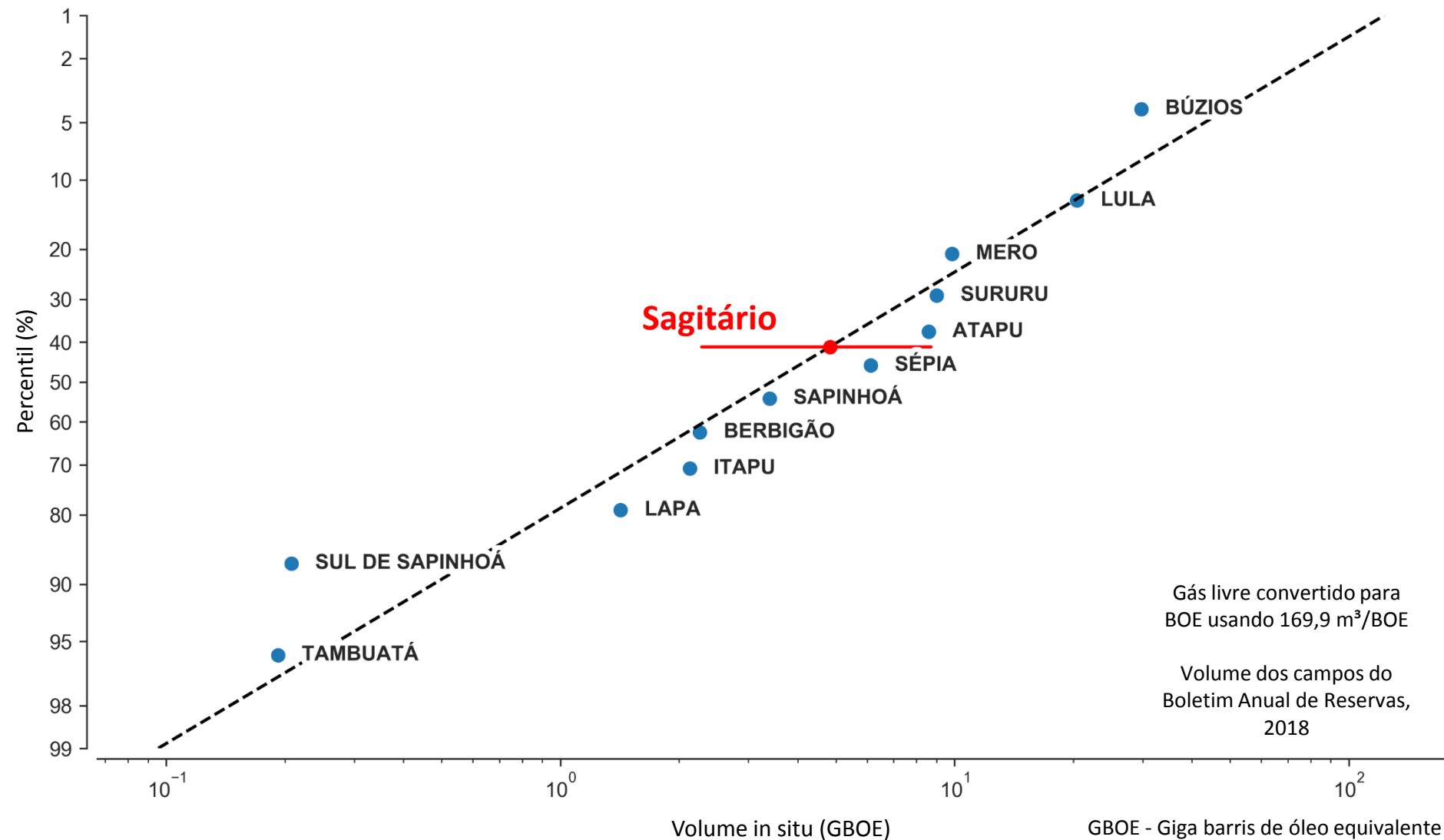
Relevo estrutural (m)



VOIP do Sagitário



Comparação com Campos do Pré-sal da Bacia de Santos



1

Introdução

2

Avaliação Geológica de Norte de Brava

3

Avaliação Geológica de Sudoeste de Sagitário

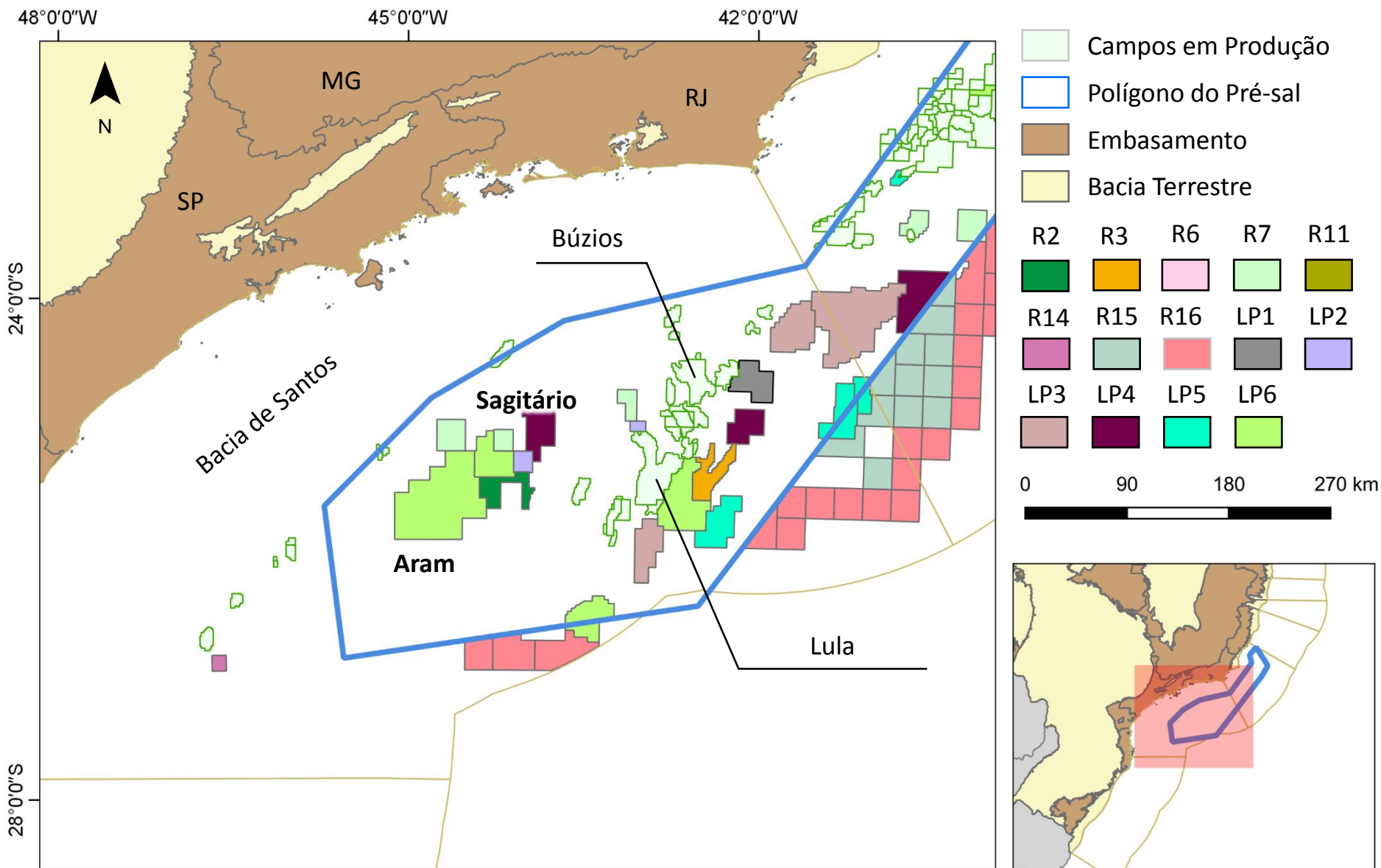
4

Avaliação Geológica de Aram

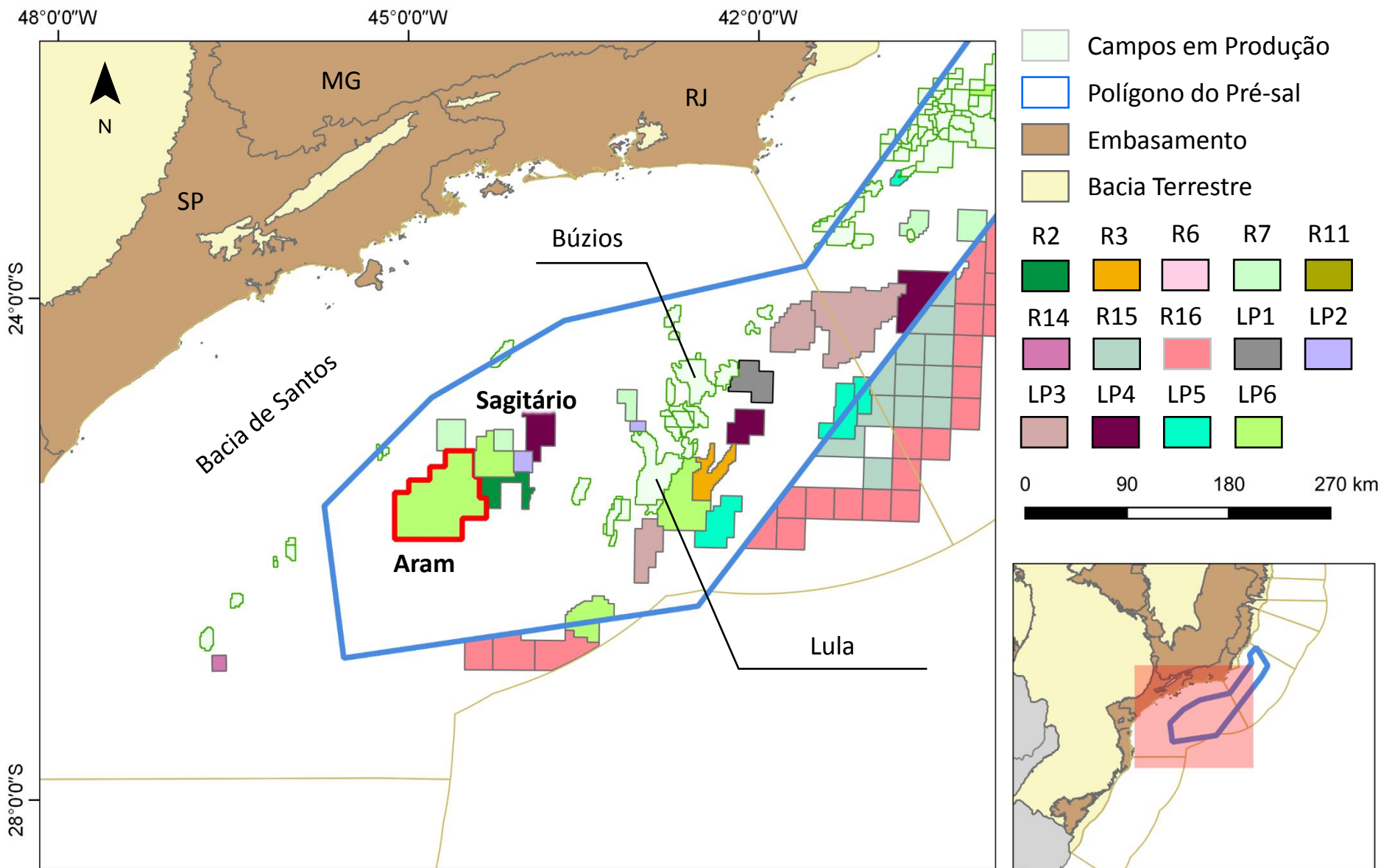
5

Considerações Finais

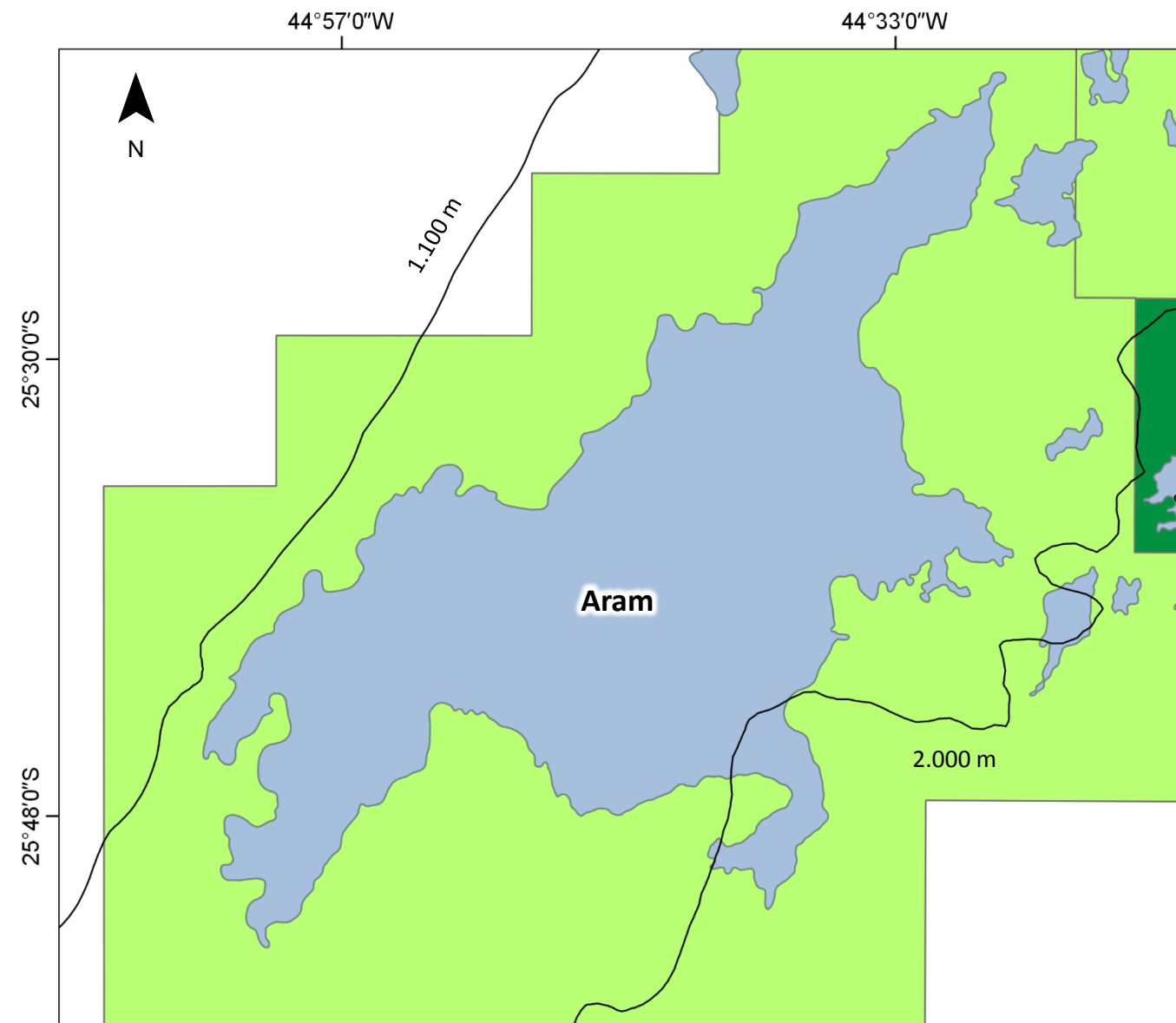
Localização



Localização



Bloco Aram

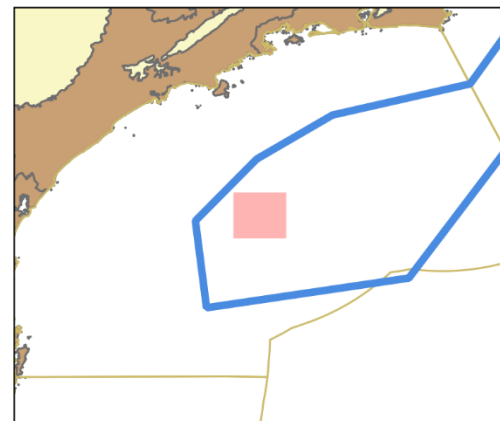
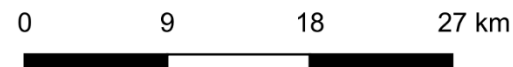


Fluido Esperado

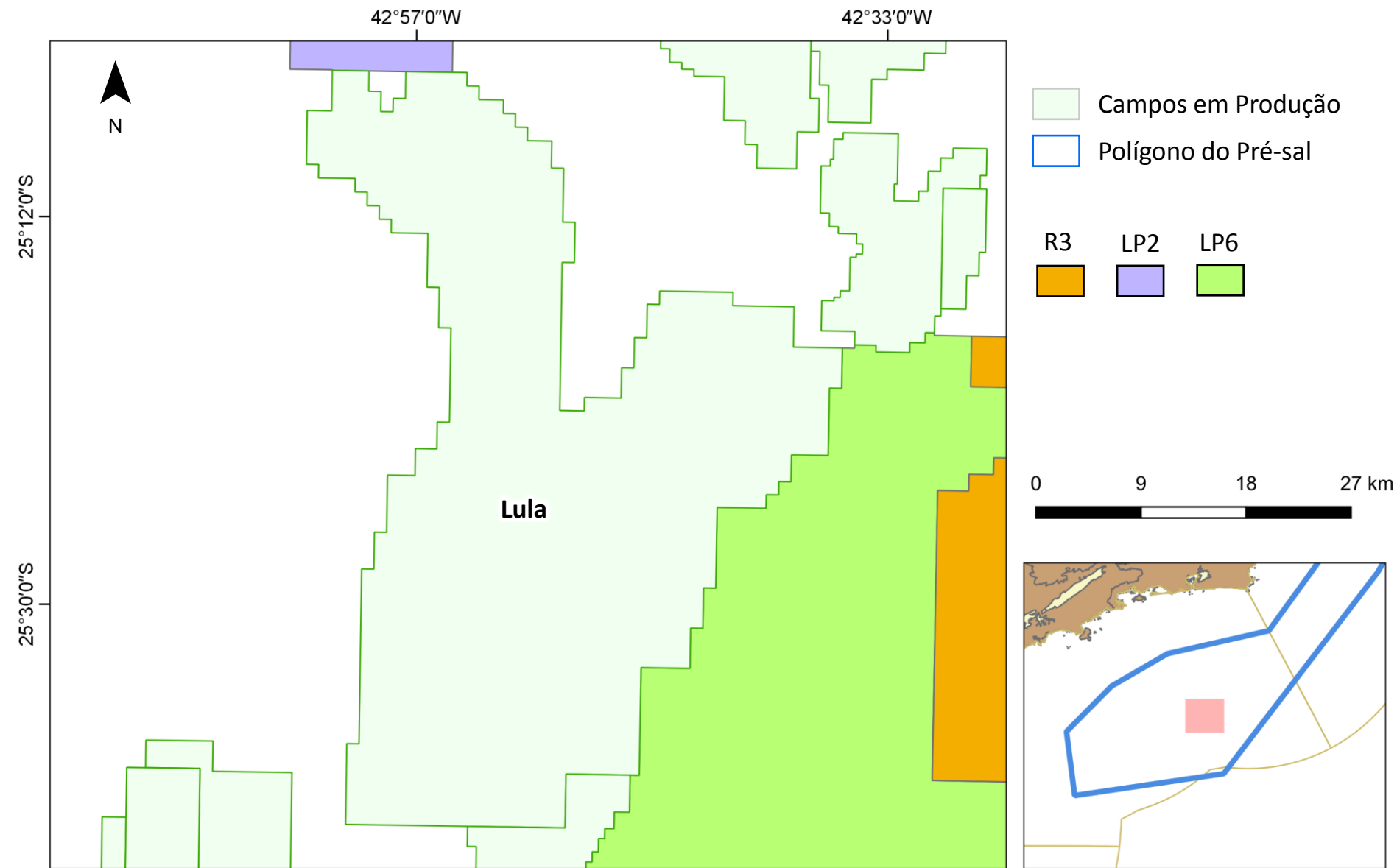
Óleo

Área

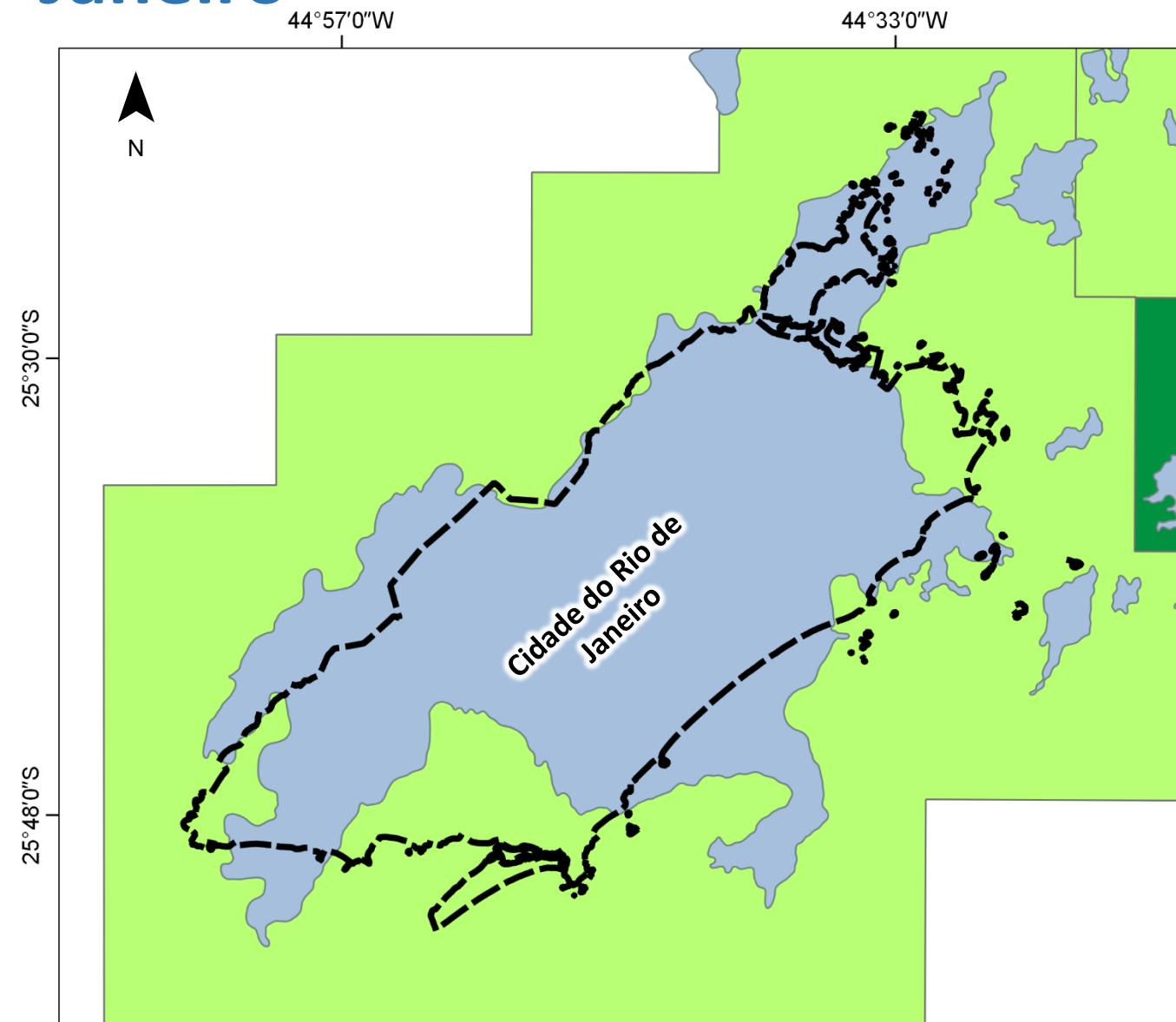
1.350 km²



Comparação com Lula



Comparação com o Rio de Janeiro



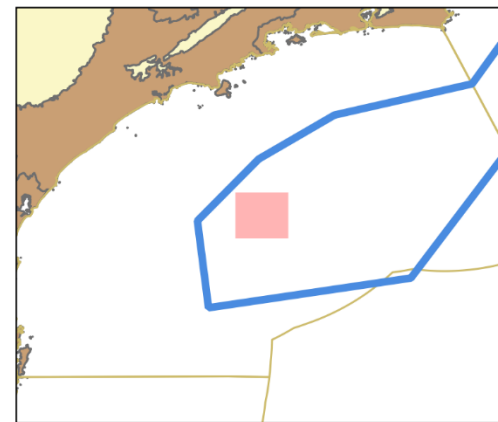
Área do Aram

1.350 km²

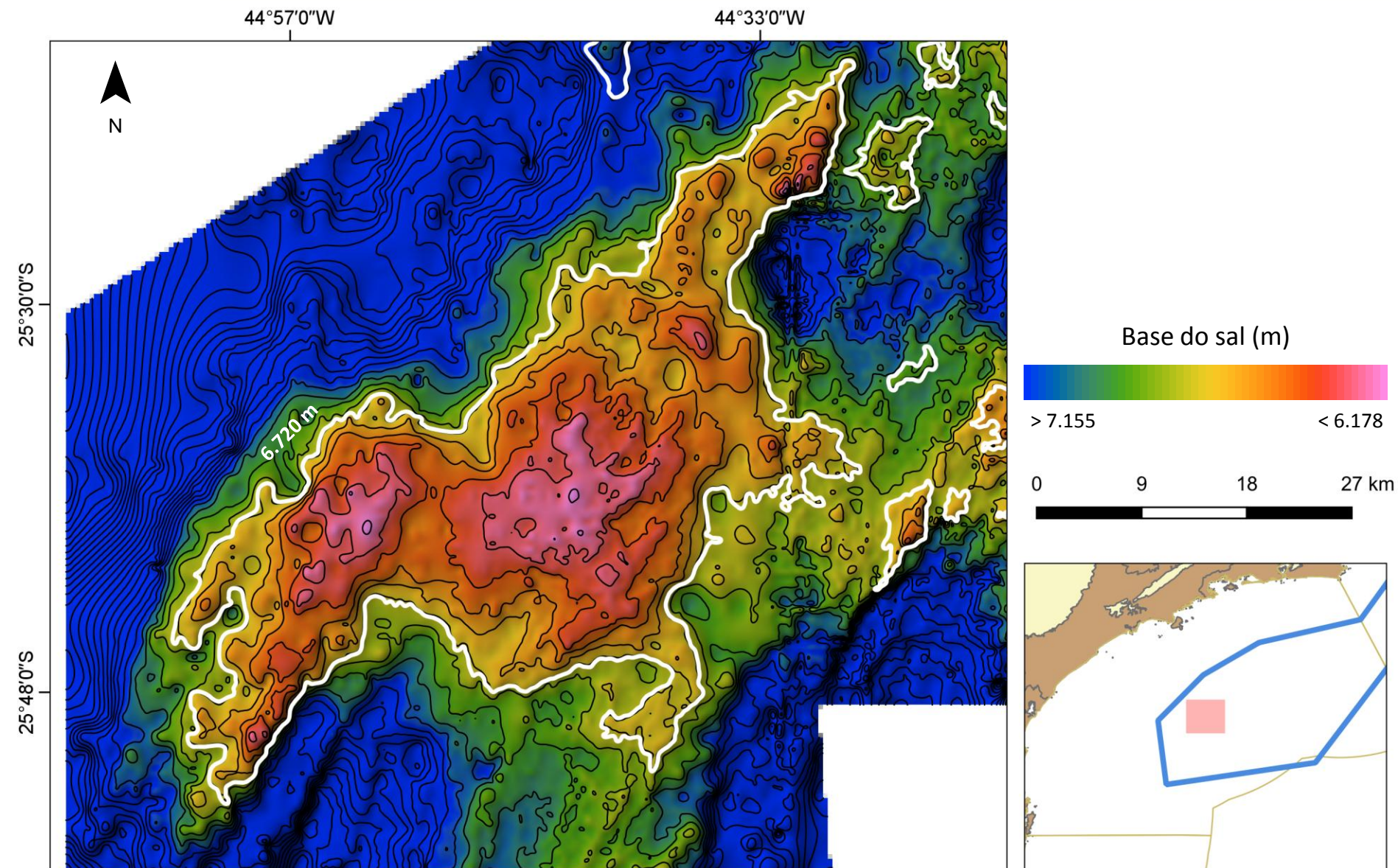
**Área da Cidade do
Rio de Janeiro**

1.200 km²

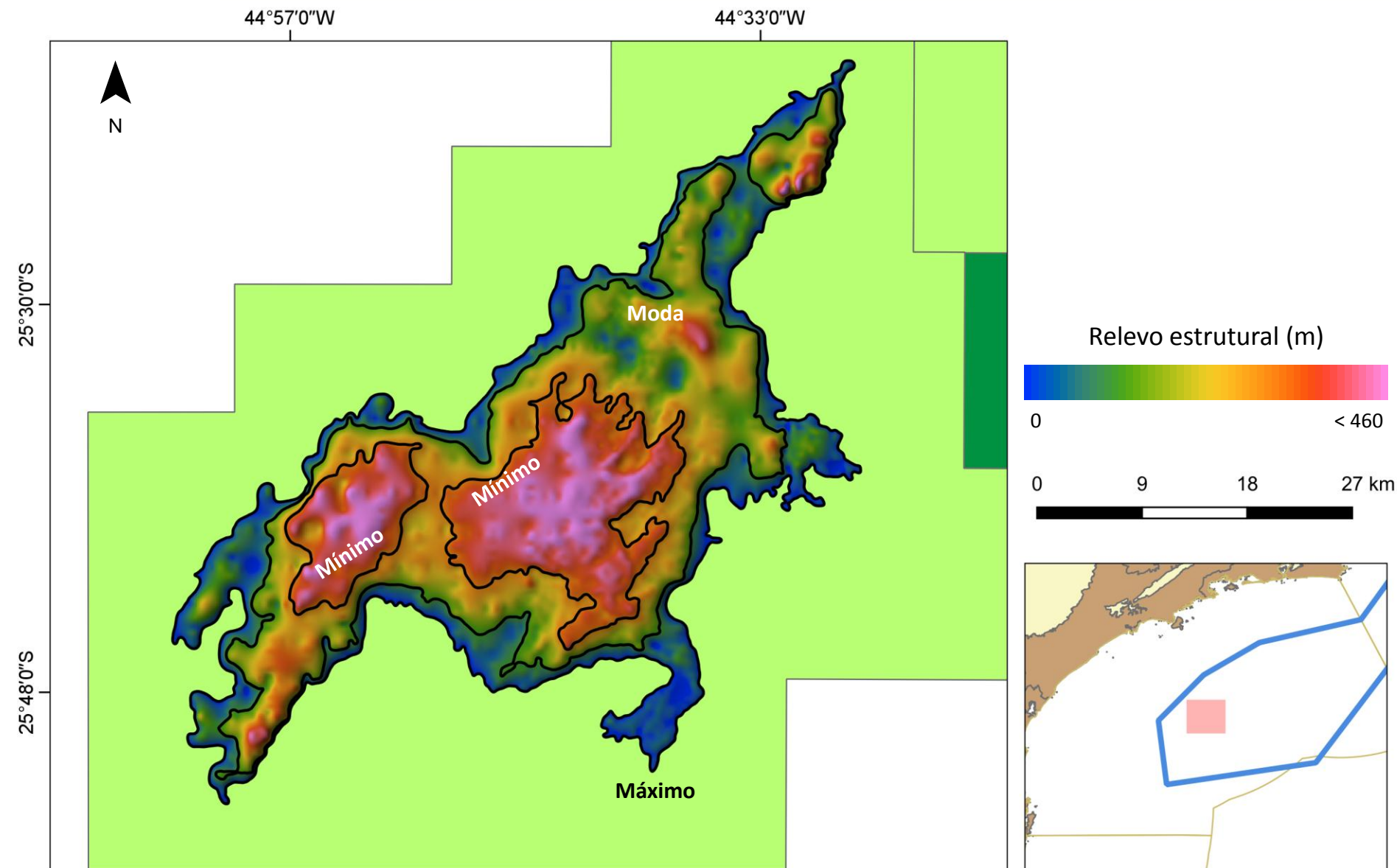
(IBGE, 2018)



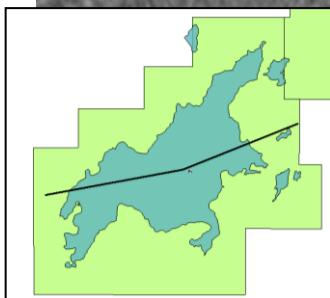
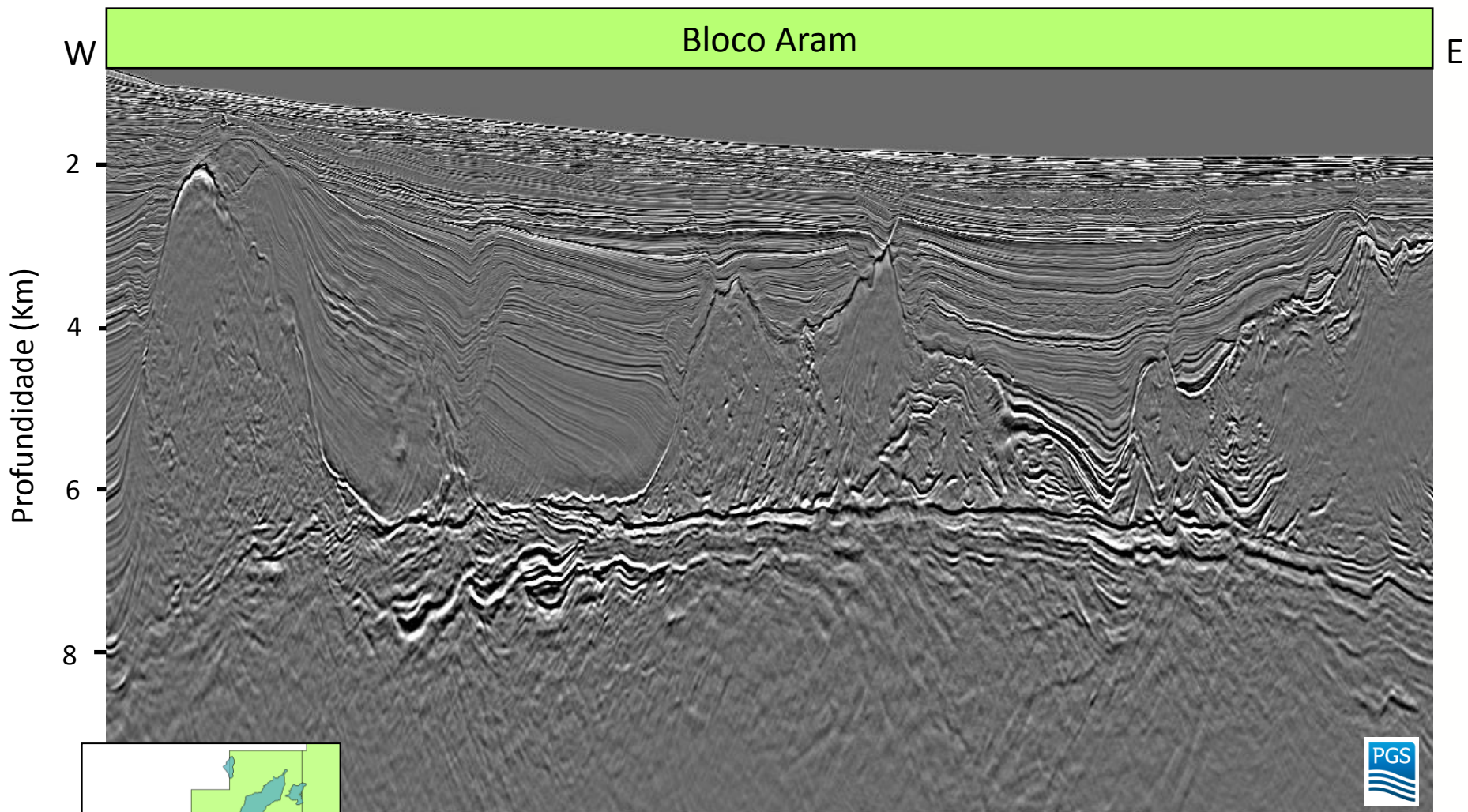
Topo do Reservatório



Relevo Estrutural para GRV




Aram Seção W-E

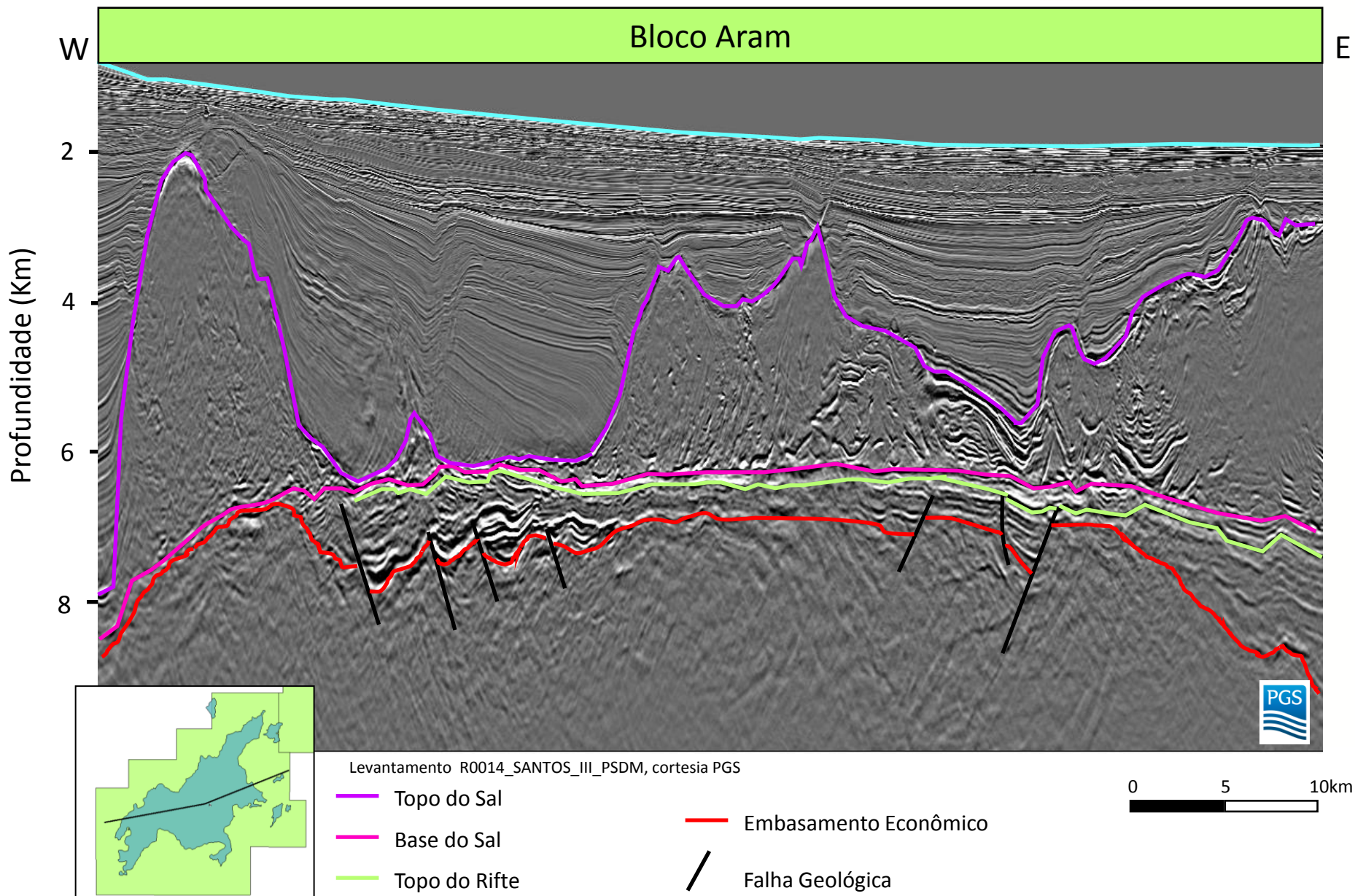


Levantamento R0014_SANTOS_III_PSDM, cortesia PGS

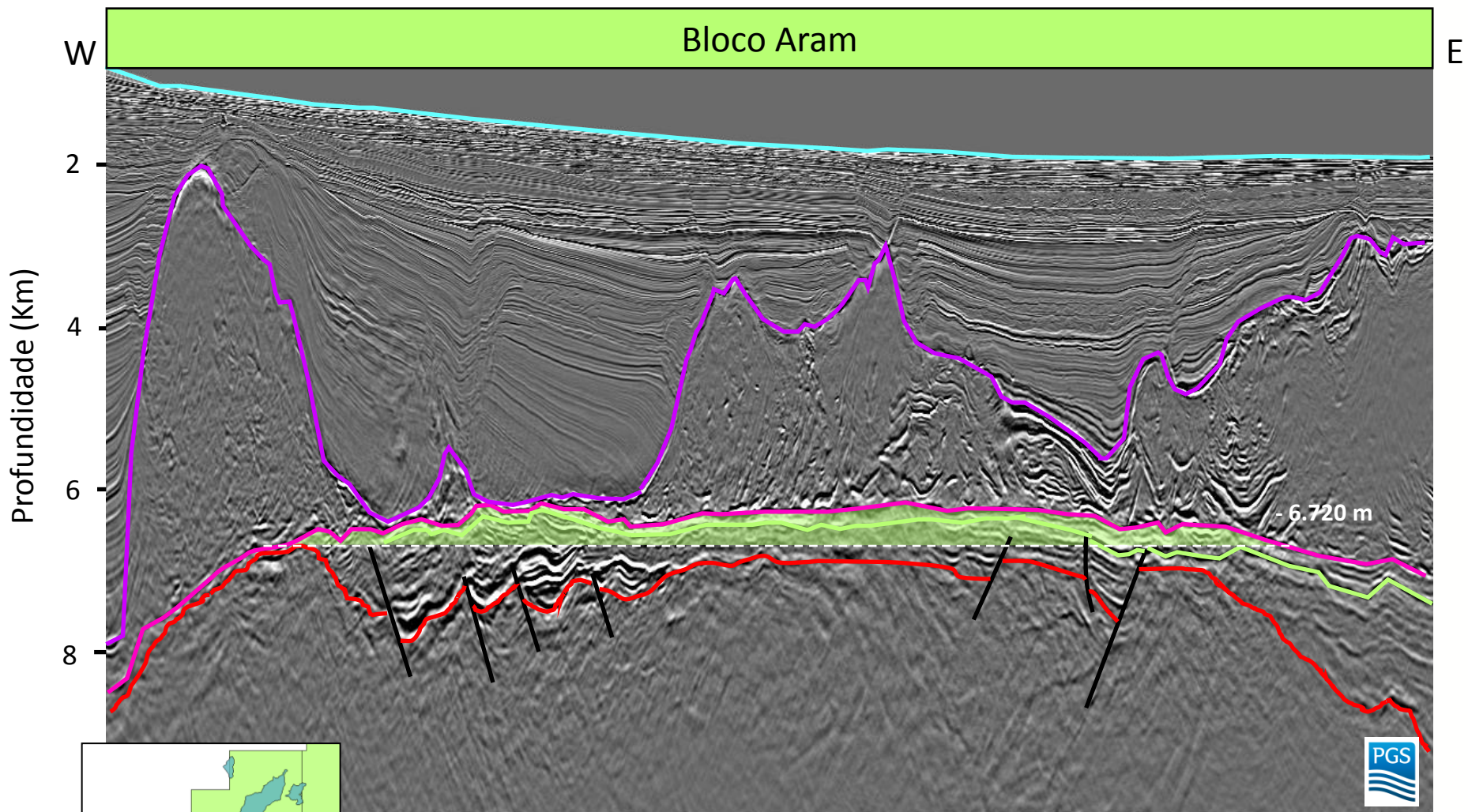
0 5 10km



Aram Seção W-E



Aram Seção W-E



Levantamento R0014_SANTOS_III_PSDM, cortesia PGS

— Topo do Sal

— Topo do Reservatório

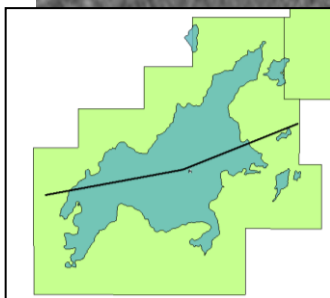
— Topo do Rifte

— Embasamento Econômico

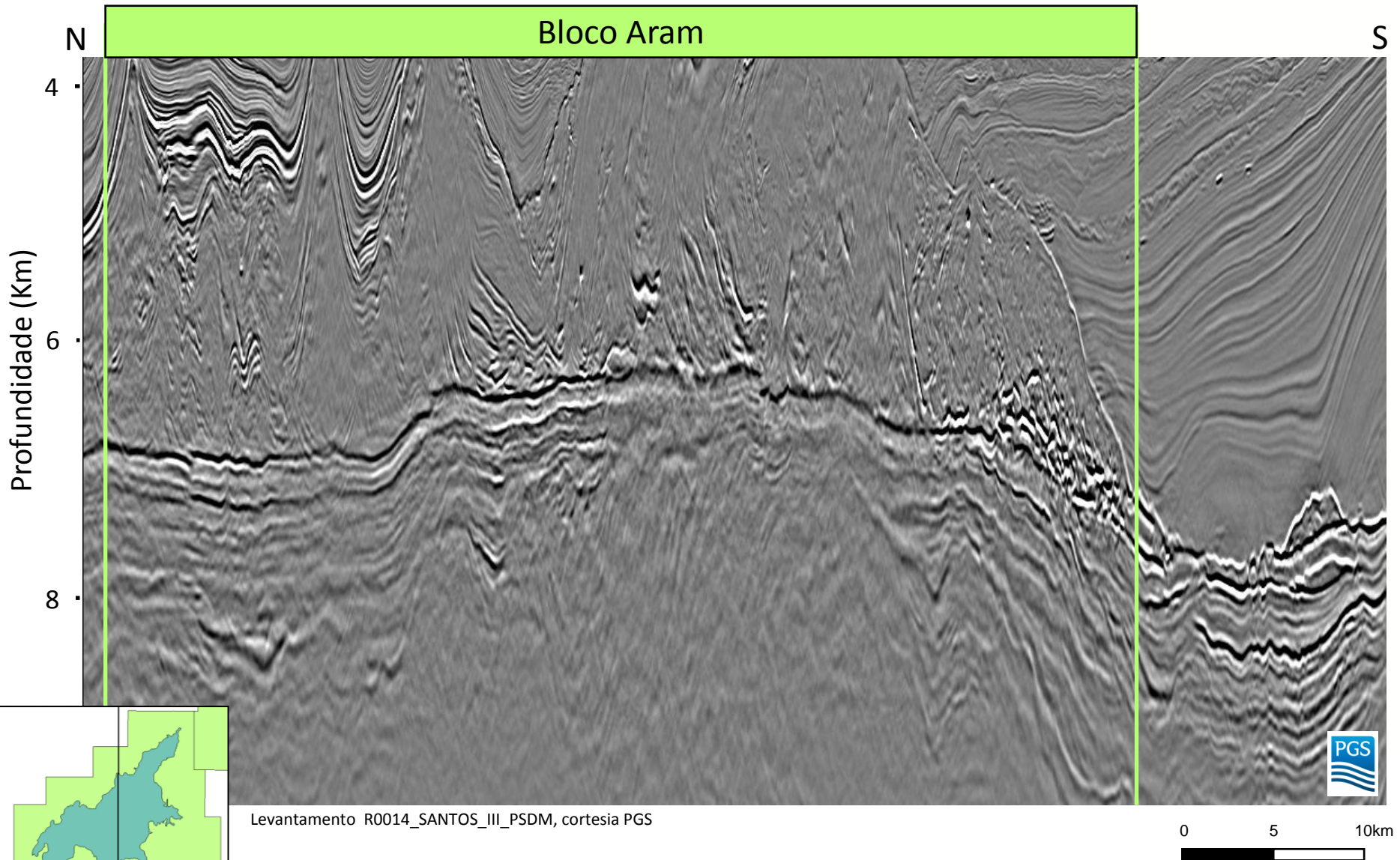
/ Falha Geológica

0 5 10km

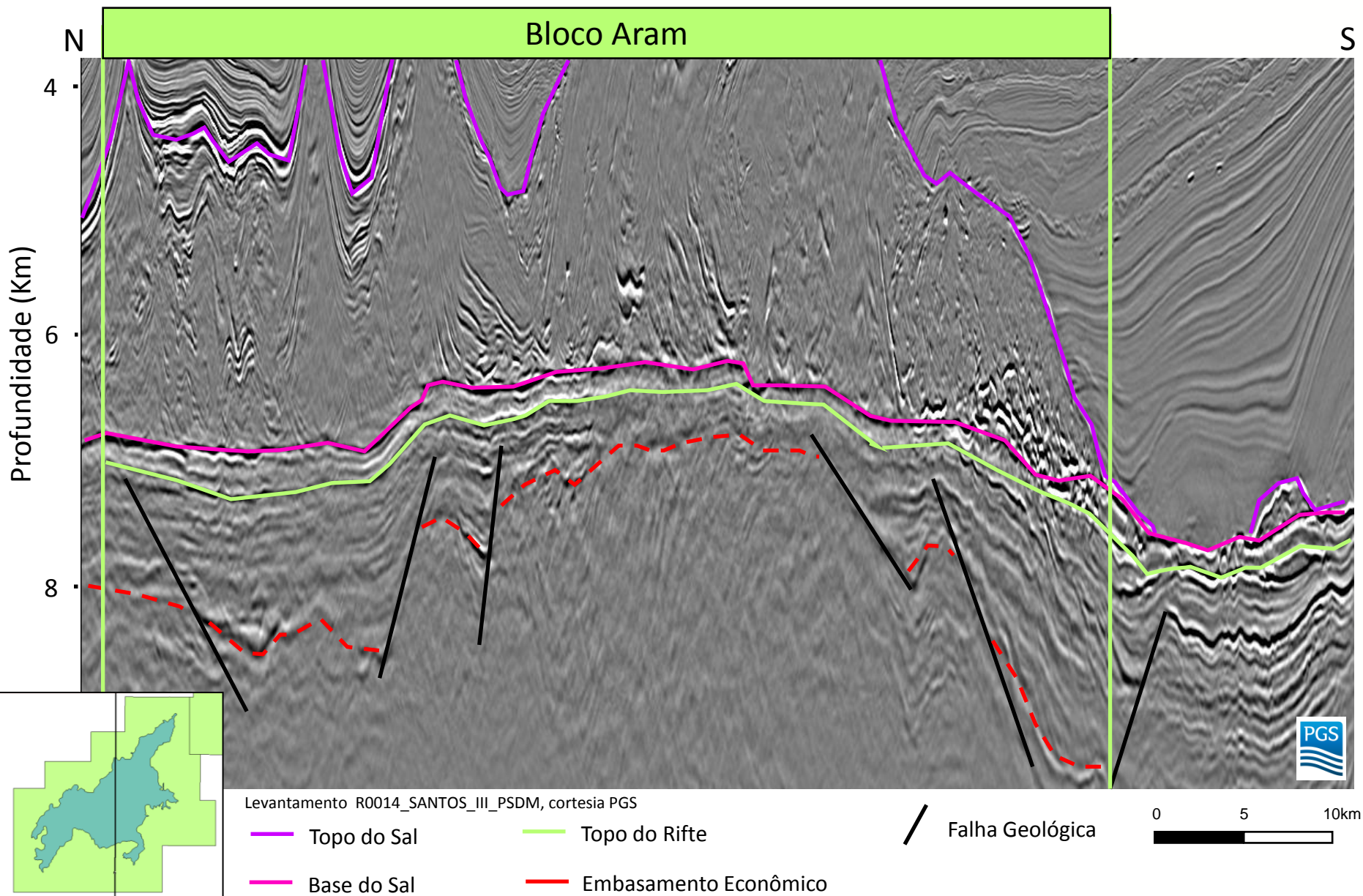
Oportunidade Exploratória



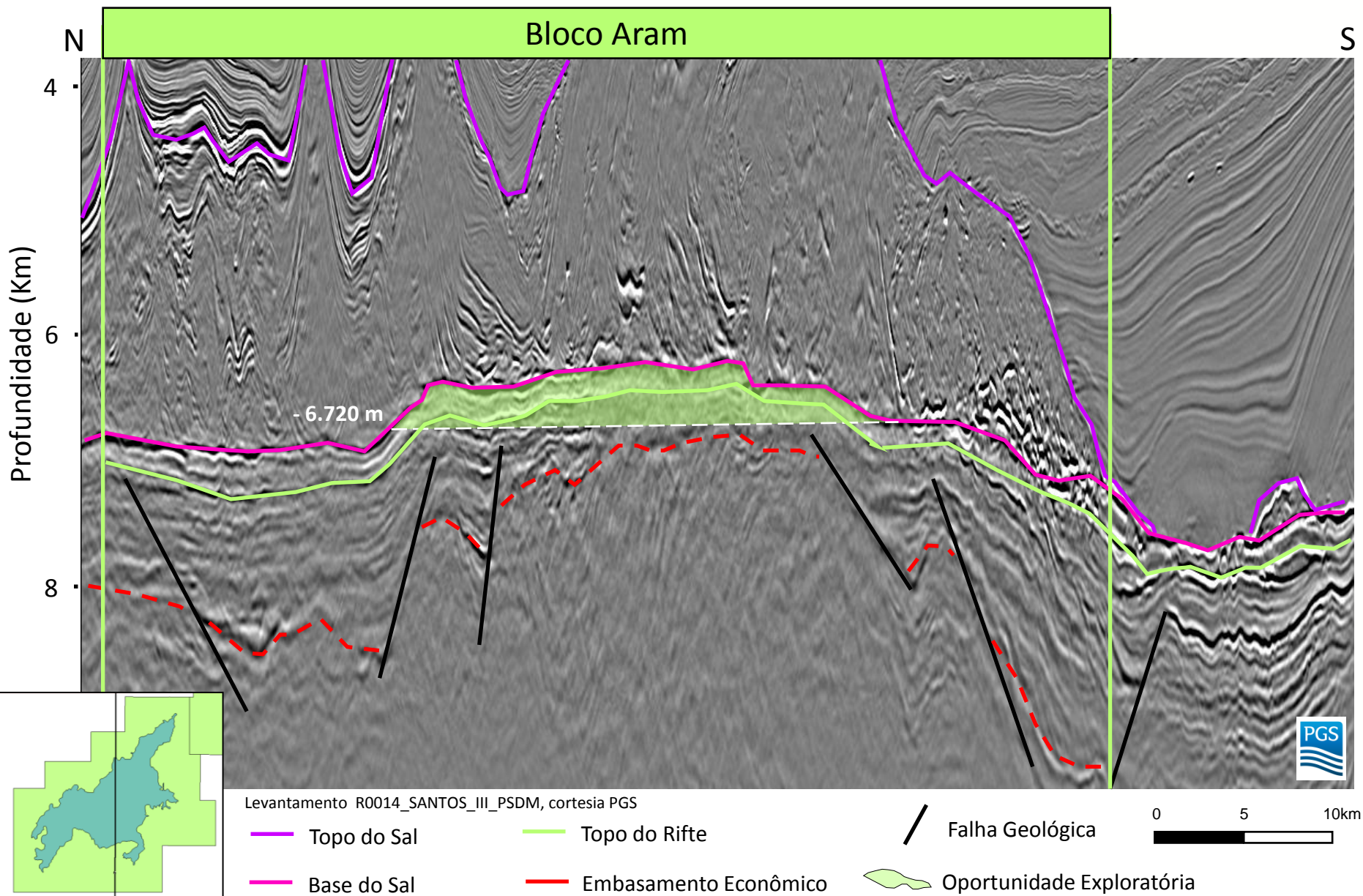
Aram Seção N-S



Aram Seção N-S



Aram Seção N-S



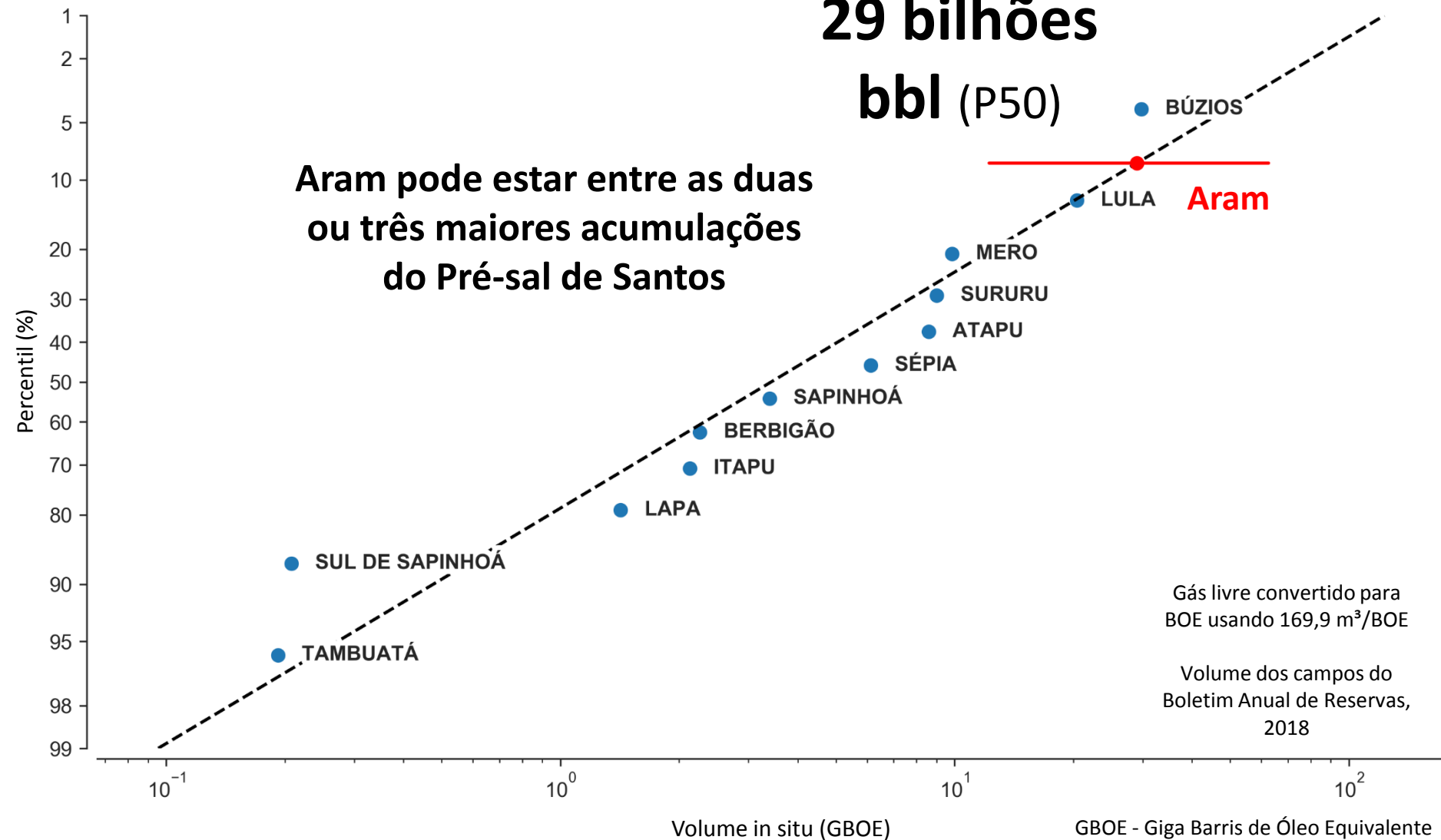
Resumo das Propriedades Petrofísicas

Parâmetro	Moda
Porosidade	10,95%
Saturação de óleo	68,4%
<i>Net to Gross</i>	70%
Fator Volume-Formação	1,6 Rm ³ /Sm ³

Comparação com Campos do Pré-sal da Bacia de Santos

29 bilhões
bbl (P50)

Aram pode estar entre as duas
ou três maiores acumulações
do Pré-sal de Santos



1

Introdução

2

Avaliação Geológica de Norte de Brava

3

Avaliação Geológica de Sudoeste de Sagitário

4

Avaliação Geológica de Aram

5

Considerações Finais

Excelente infraestrutura
próxima

Possibilidade de desenvolver em
conjunto *upsides* do pós-sal

Bloco Sudoeste de Sagitário

Ausência de contaminantes

**1,54 bilhão bbl de VOIP P50 não
riscado dentro do bloco**

Pode estar entre os **três maiores campos** do país

29 bilhões bbl de VOIP P50 não riscado

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Rodrigo Morelatto
rmorelatto@anp.gov.br
seminariostecnicos_sdb@anp.gov.br

