



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

APRESENTAÇÃO PARA A RELOP

PRÉ-SAL

E

MUDANÇA NO MARCO LEGAL

A.Muricy

Novembro/2010

Os depósitos evaporíticos, donde se inclui aqueles comumente designados como acumulações de sal, são ocorrências freqüentemente encontradas nos registros sedimentares em subsuperfície.

- ✓ São depósitos decorrentes da restrição de oceanos ou mares isolados aonde o influxo de água é menor do que a evaporação, permitindo assim a precipitação de sais. Podem também, eventualmente, serem formados em lagos ressecados pela severa falta de aporte de água em clima árido.
- ✓ Como em geologia nos acostumamos a dizer que o “ presente é a chave do passado “, selecionamos um exemplo de acumulação salífera aflorante em área da Bolívia para ilustrarmos o fenômeno.



Mapa

Satélite



20 mi
50 km

Imágenes ©2008 TerraMetrics - Término





- Situado no planalto boliviano a **Salina de Uyuni** é um dos grandes desertos de sal do mundo constituindo um gigantesco espelho natural da Terra, ocupando uma área de 12.000 km².



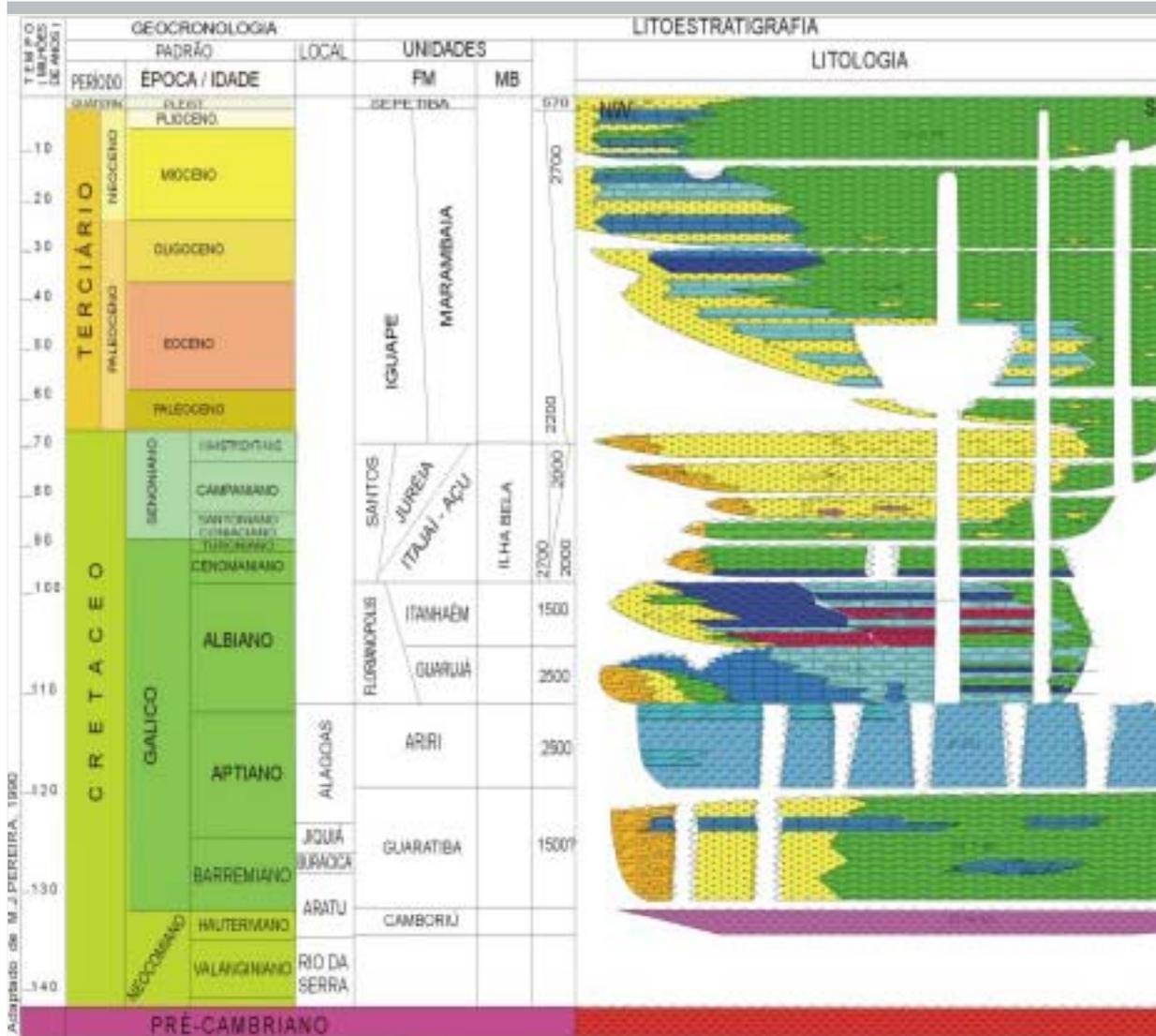
•

A imensa superfície plana é o resultado do ressecamento de um grande lago original que deixou como relíquias o que hoje são o Lago Titicaca, o Lago Poopó, e as Salinas de Coipasa e de Uyuni.

- ✓ O termo Pré-sal para designar certos depósitos sedimentares, de muita familiaridade entre geólogos, constitui frequentemente certa ambiguidade e/ou desconhecimento e incertezas para muitos outros, no caso das nossas bacias costeiras.
- ✓ O pré-sal é todo o intervalo depositado, nestas bacias, antes da deposição do sal e compreende, do mais antigo para o mais novo, as fases **rifte** (subsidiência mecânica) e **sag** (subsidiência termal).
- ✓ O sal ocorre desde a bacia de Santos até SE-AL, porém as espessuras mais significativas encontram-se nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.
- ✓ A deposição salífera no caso das nossas bacias costeiras se deveu à existência de uma mar com restrição ao influxo normal de água.



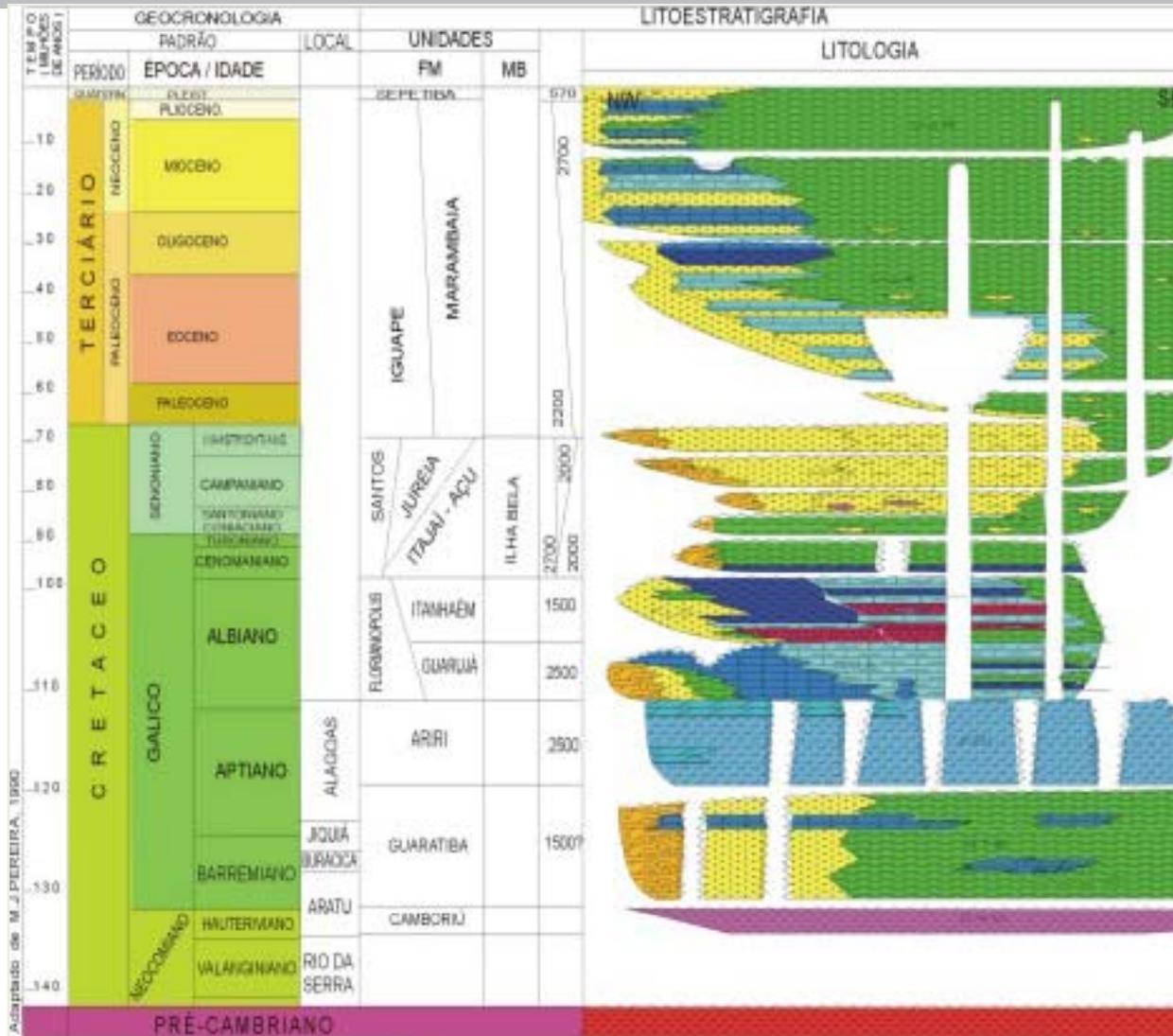
Evolução Tectono-Estratigráfica



- Rife
- Neocomiano (rife do Atlantico) - basaltos (Fm Camboriú)
- Barremiano/Eoaptiano (Fm Guaratiba)



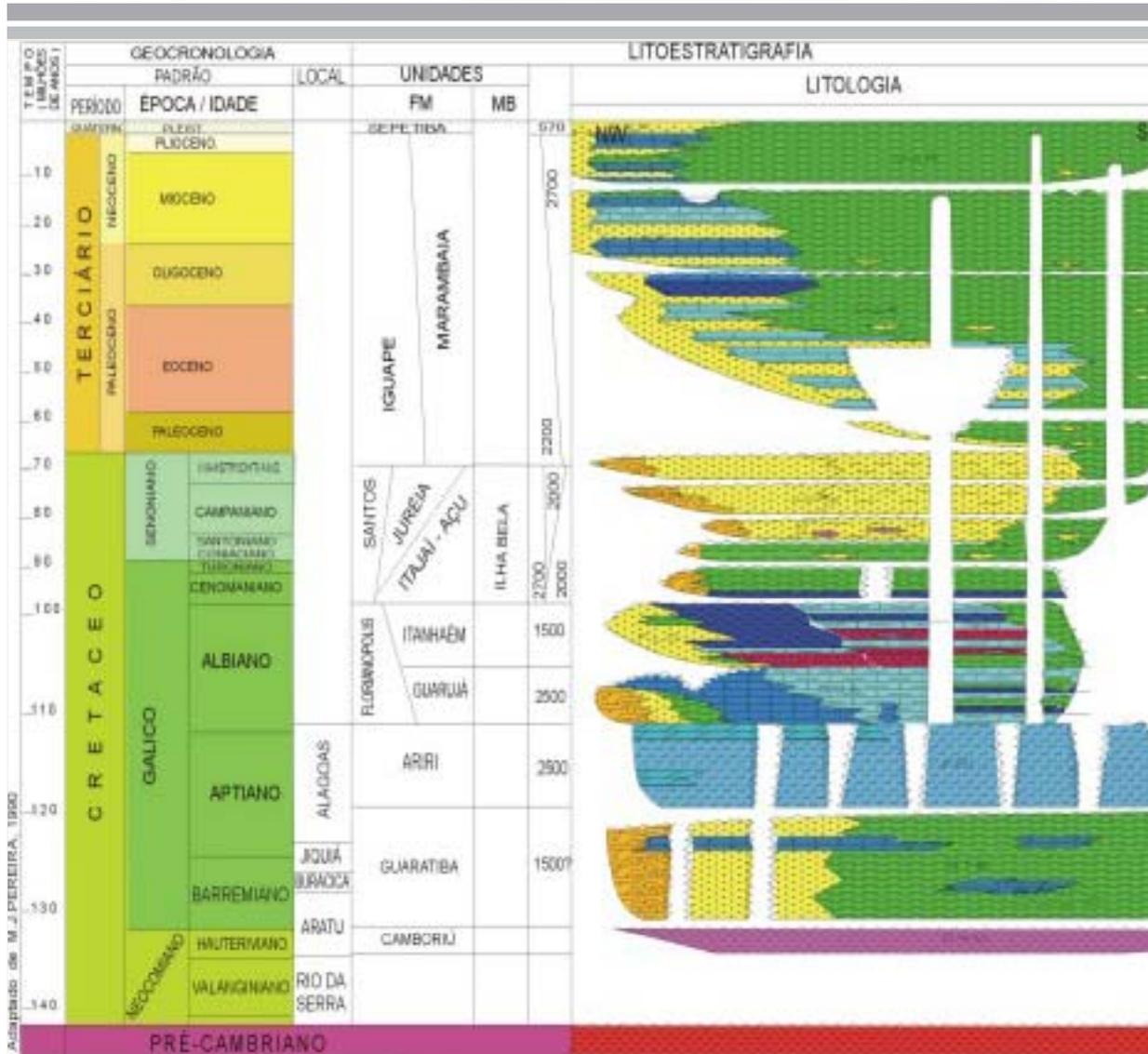
Evolução Tectono-Estratigráfica



- **Transicional**
- Carbonatos da fase de *sag basin* (Eoaptiano)
- Evaporitos Neo-aptiano (Fm Ariri)



Evolução Tectono-Estratigráfica



- Drifte

■ Fase Regressiva

- Terciário
(Fm Marambaia)

- Cretáceo Superior
(Fm Juréia e Mb Ilha Bela)

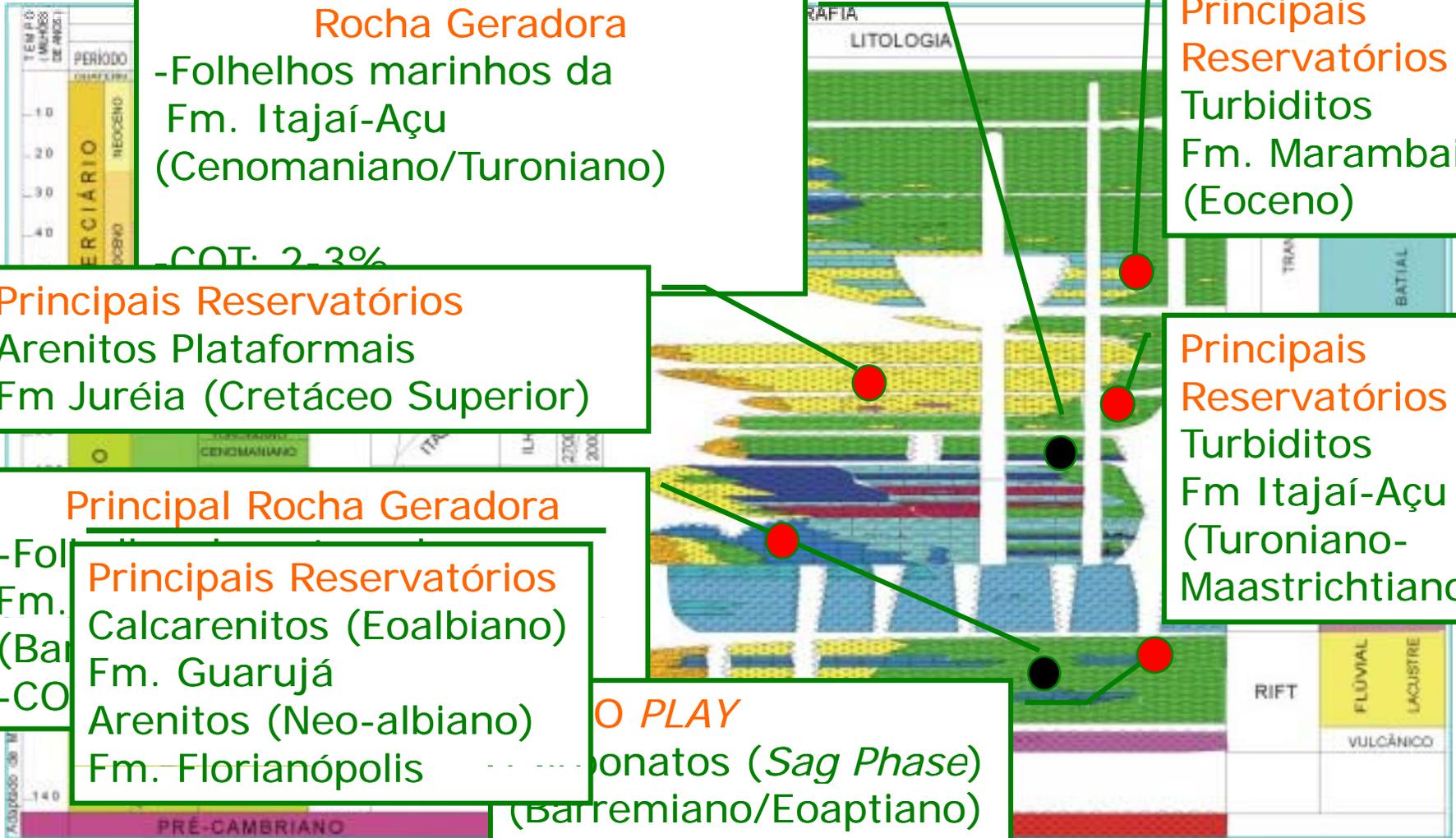
■ Fase Transgressiva

- Cenomaniano/
Turoniano
(Fm Itajaí-Açu)

- Albiano
(Fm Guarujá)



Sistema Petrolífero



Rocha Geradora
 -Folhelhos marinhos da
 Fm. Itajaí-Açu
 (Cenomaniano/Turoniano)

Principais Reservatórios
 Turbiditos
 Fm. Marambaia
 (Eoceno)

Principais Reservatórios
 Arenitos Plataformais
 Fm Juréia (Cretáceo Superior)

Principais Reservatórios
 Turbiditos
 Fm Itajaí-Açu
 (Turoniano-
 Maastrichtiano)

Principal Rocha Geradora
 -Folhelhos marinhos da
 Fm. Itajaí-Açu
 (Barremiano-Eoalbio)

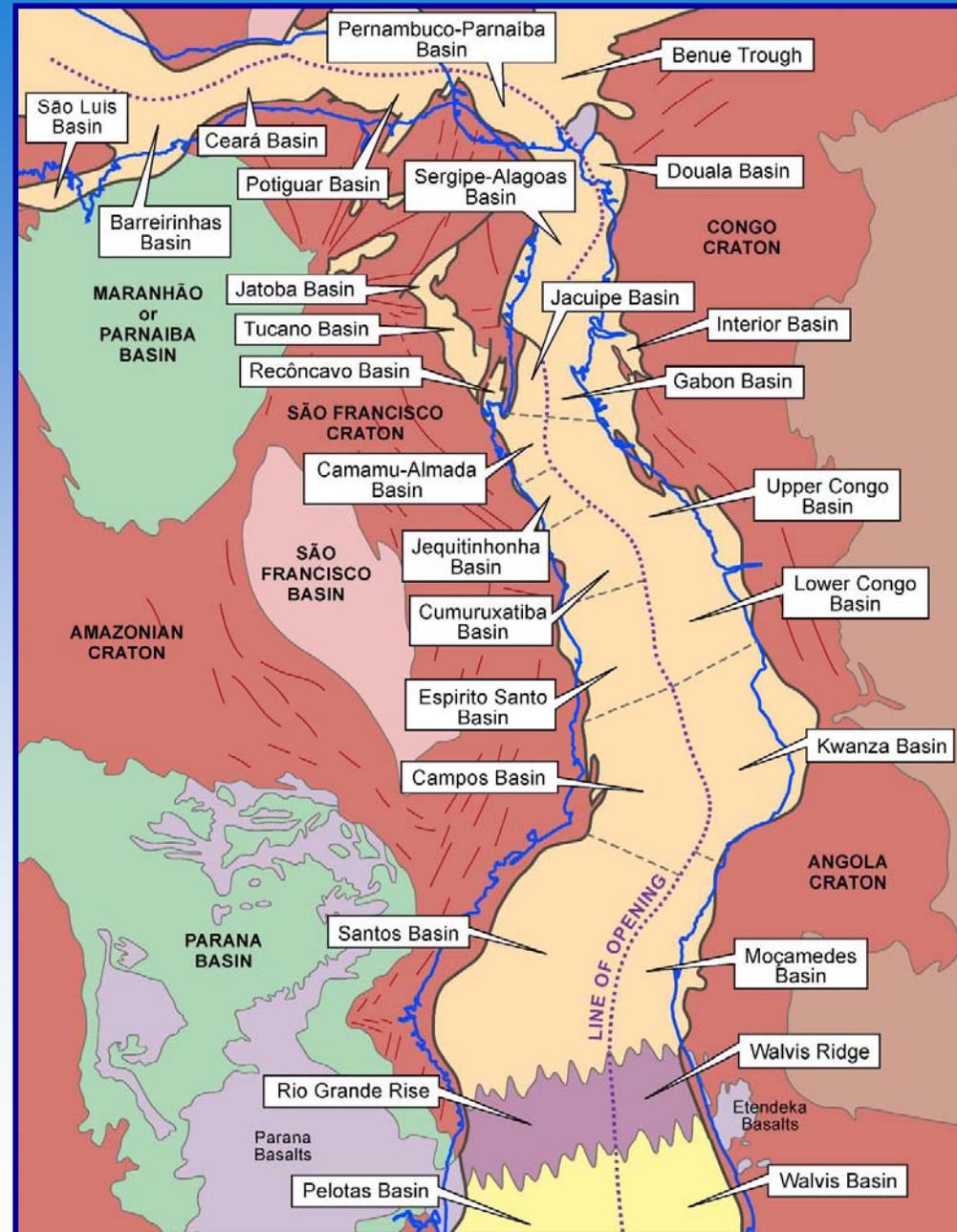
Principais Reservatórios
 Calcarenitos (Eoalbio)
 Fm. Guarujá
 Arenitos (Neo-albio)
 Fm. Florianópolis

O PLAY
 Carbonatos (*Sag Phase*)
 (Barremiano/Eoalbio)
 Fm Guaratiba

Pre-Drift Reconstruction

LEGEND

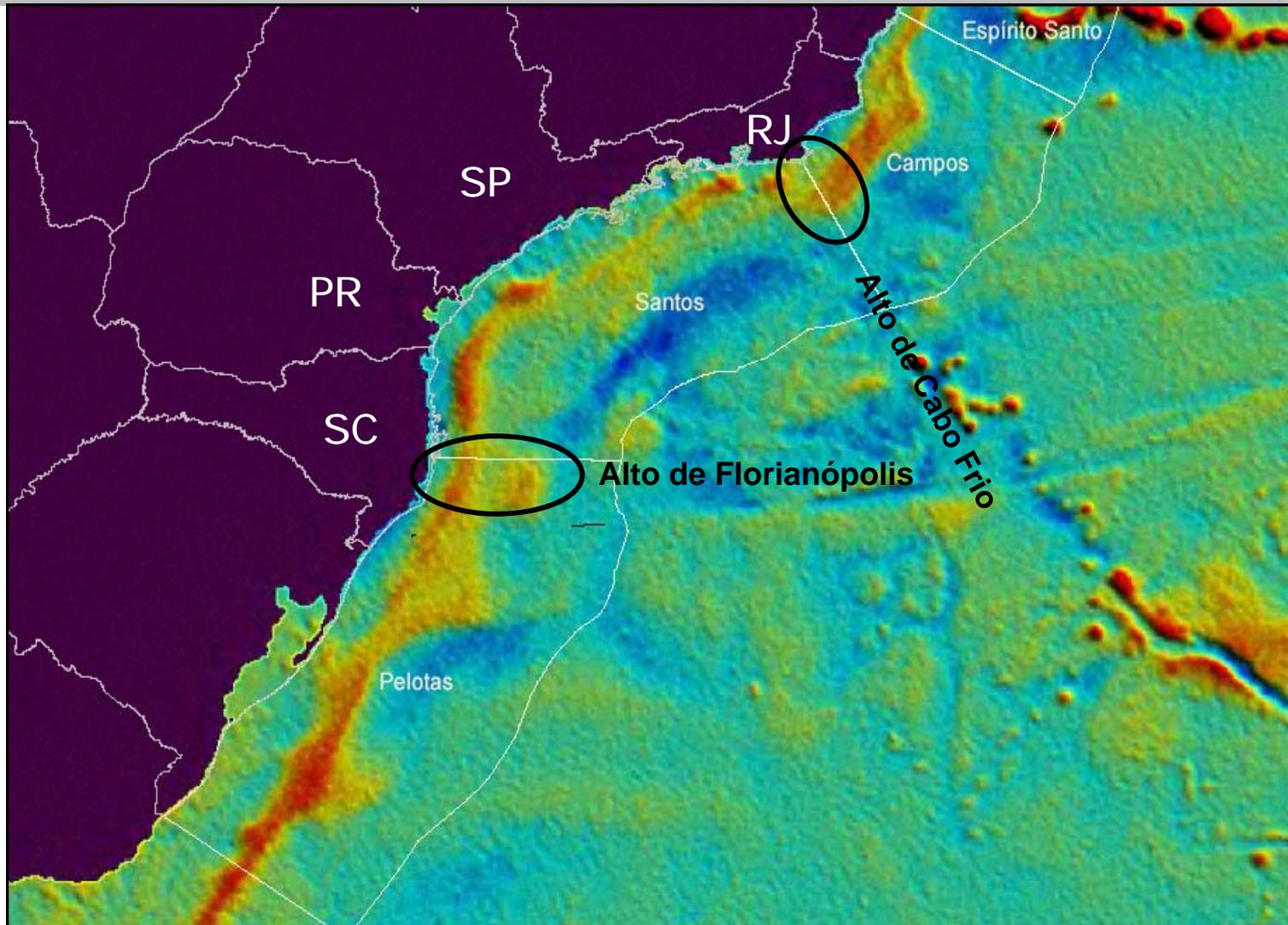
-  Pre-Cambrian cratonic areas & late Pre-Cambrian mobile belts
-  Pre-Cambrian sedimentary basins
-  Paleozoic basins
-  Lower Cretaceous rift basins
-  African Paleozoic/ Mesozoic interior basins
-  Pre Lower Cretaceous S. Atlantic rift basins
-  Volcanics





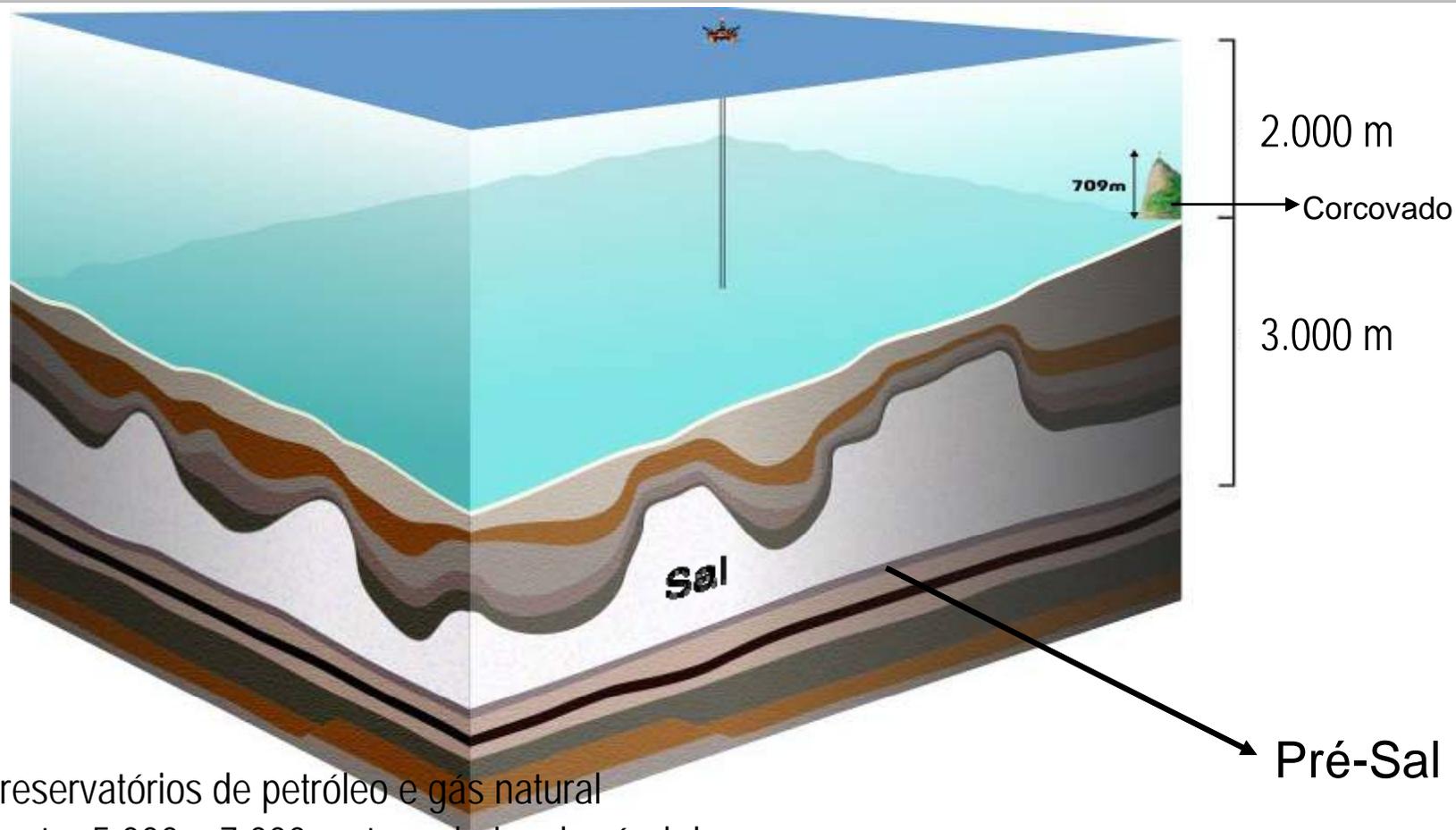
anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Localização e Limites Geológicos



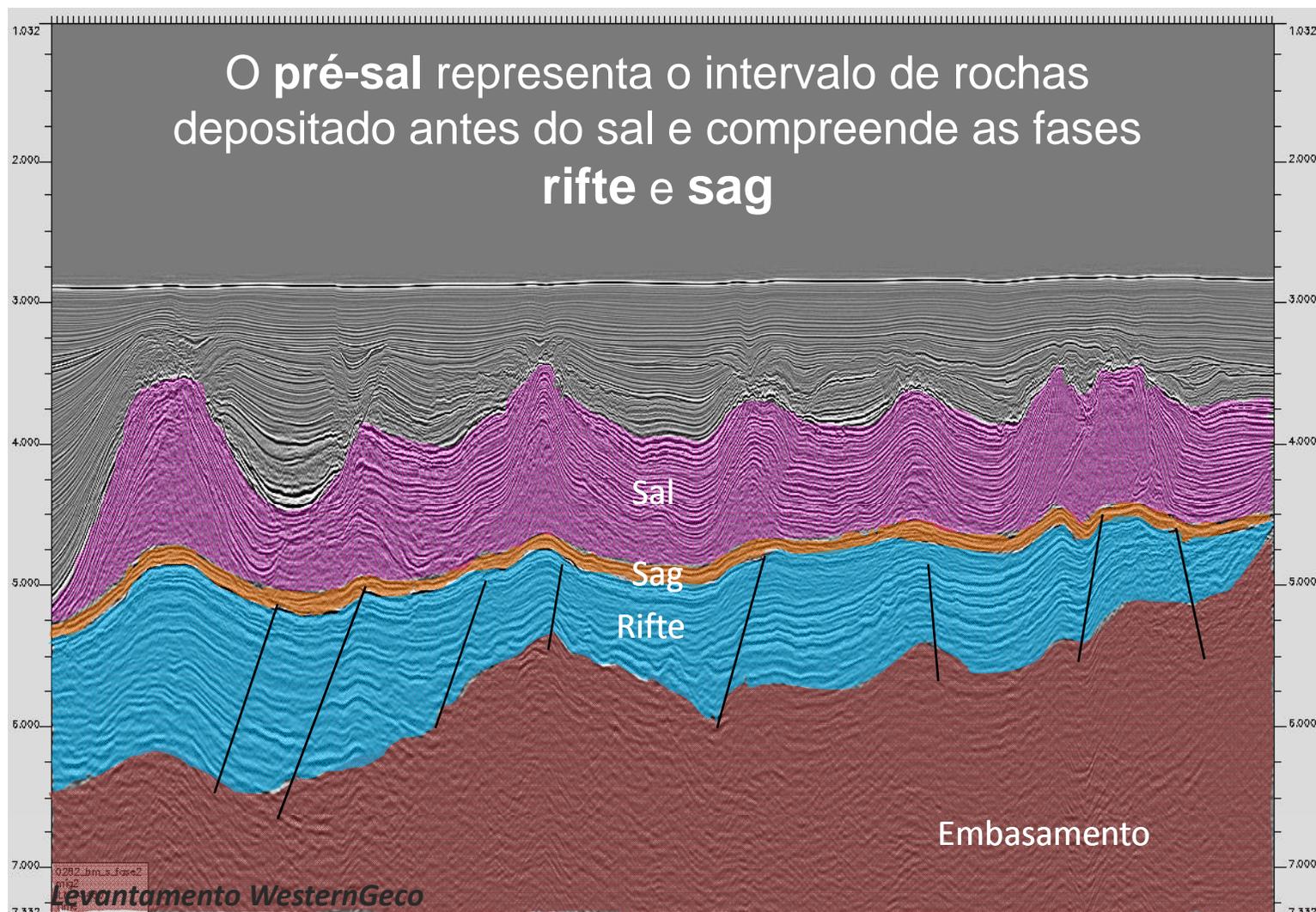
- ✓ A seção geradora para todos os prospectos do Pré-Sal é constituída predominantemente por folhelhos de origem lacustre da fase **rifte**, muito ricos em matéria orgânica.
- ✓ A migração se dá por falhas normais do rifte, o trapeamento é do tipo estrutural e um importante selo regional é propiciado pelas muralhas de sal.
- ✓ O espesso pacote salífero é o grande diferencial da área, por propiciar um selo de excepcional eficiência, responsável pela preservação das jazidas preteritamente estabelecidas.
- ✓ Além disto, as muralhas de sal exercem um controle de fundamental importância na área, uma vez que a halita, um dos seus principais componentes, possui elevada condutividade térmica propiciando importantes diminuições de temperatura na base das muralhas ou domos. Isto implica na ocorrência de óleo em profundidades aonde era de se esperar a presença de gás, como observado na área, onde jazidas de óleo ocorrem até cerca de 6000m de profundidade.
- ✓ A variação faciológica e a diagênese dos carbonatos e sua distribuição areal é o principal fator de risco para os prospectos.

Caracterização Esquemática do Pré-Sal



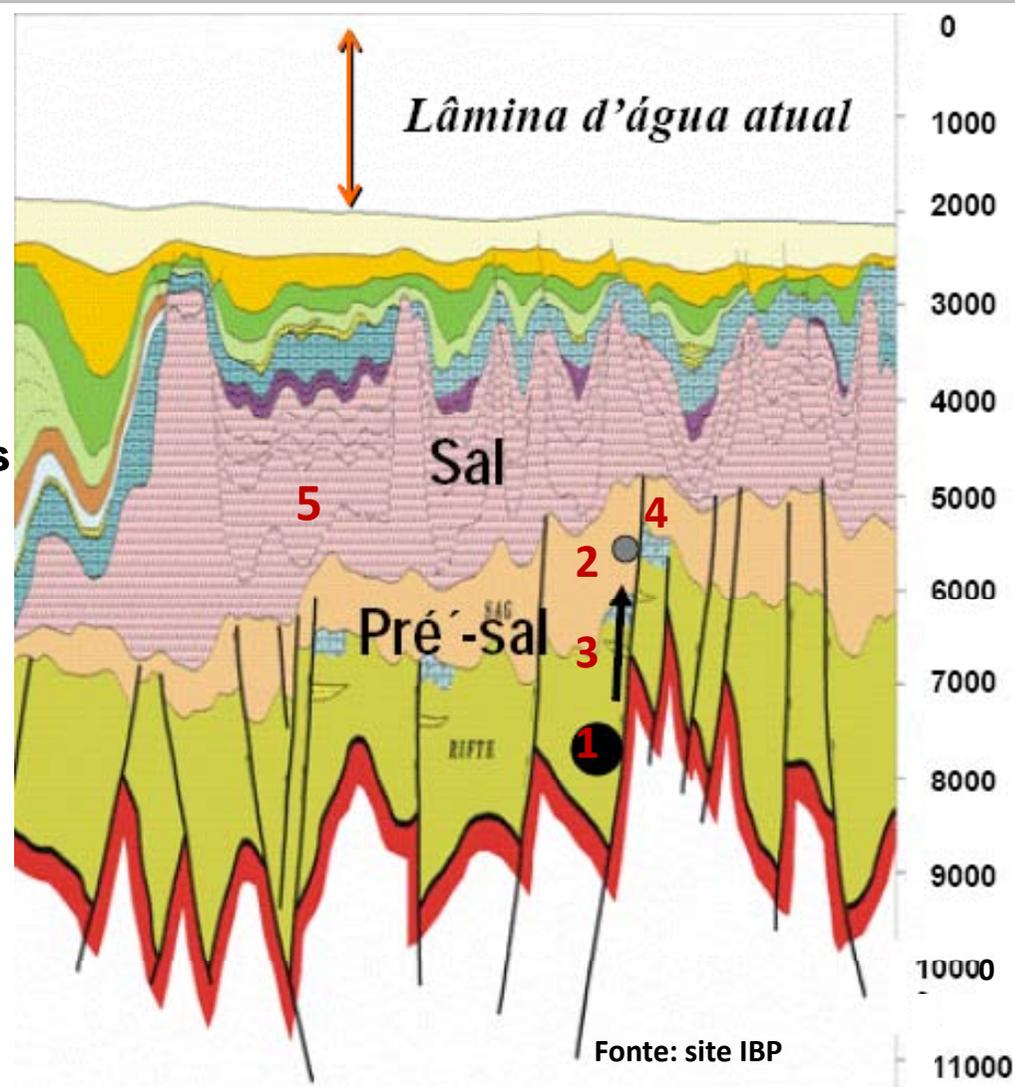
- Grandes reservatórios de petróleo e gás natural
- Situados entre 5.000 e 7.000 metros abaixo do nível do mar
- Lâminas d'água que podem superar 2.000 metros de profundidade
- Abaixo de uma camada de sal que, em certas áreas, tem mais de 2 mil metros de espessura.

Seção Esquemática



Sistema petrolífero:

1. gerador lacustre (rifte)
- 2.reservatório da fase sag (estromatolitos e microbiolitos)
- 3.migração por falhas normais do rifte
4. trapa estrutural (fechamento contra alto estrutural)
- 5.selo regional (muralhas de sal).



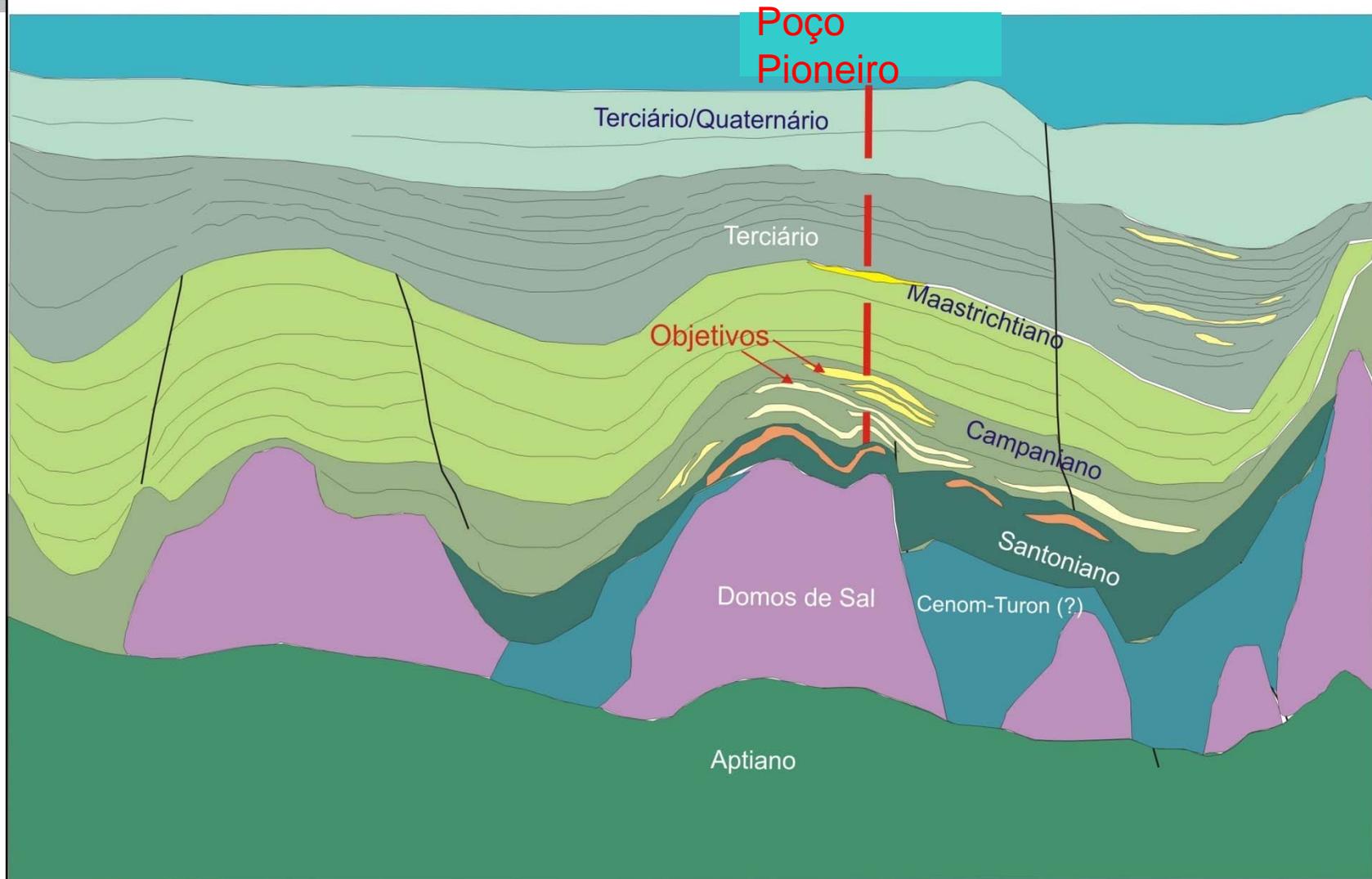


anp

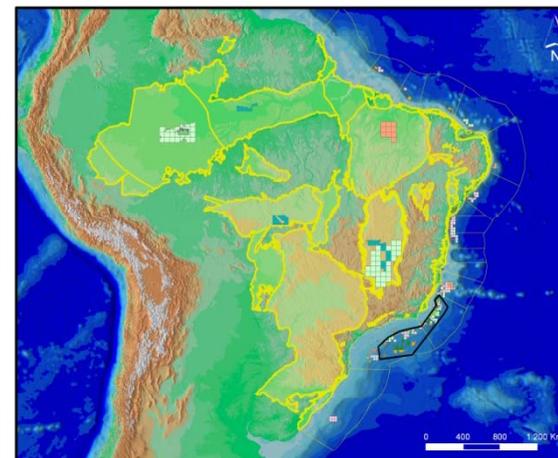
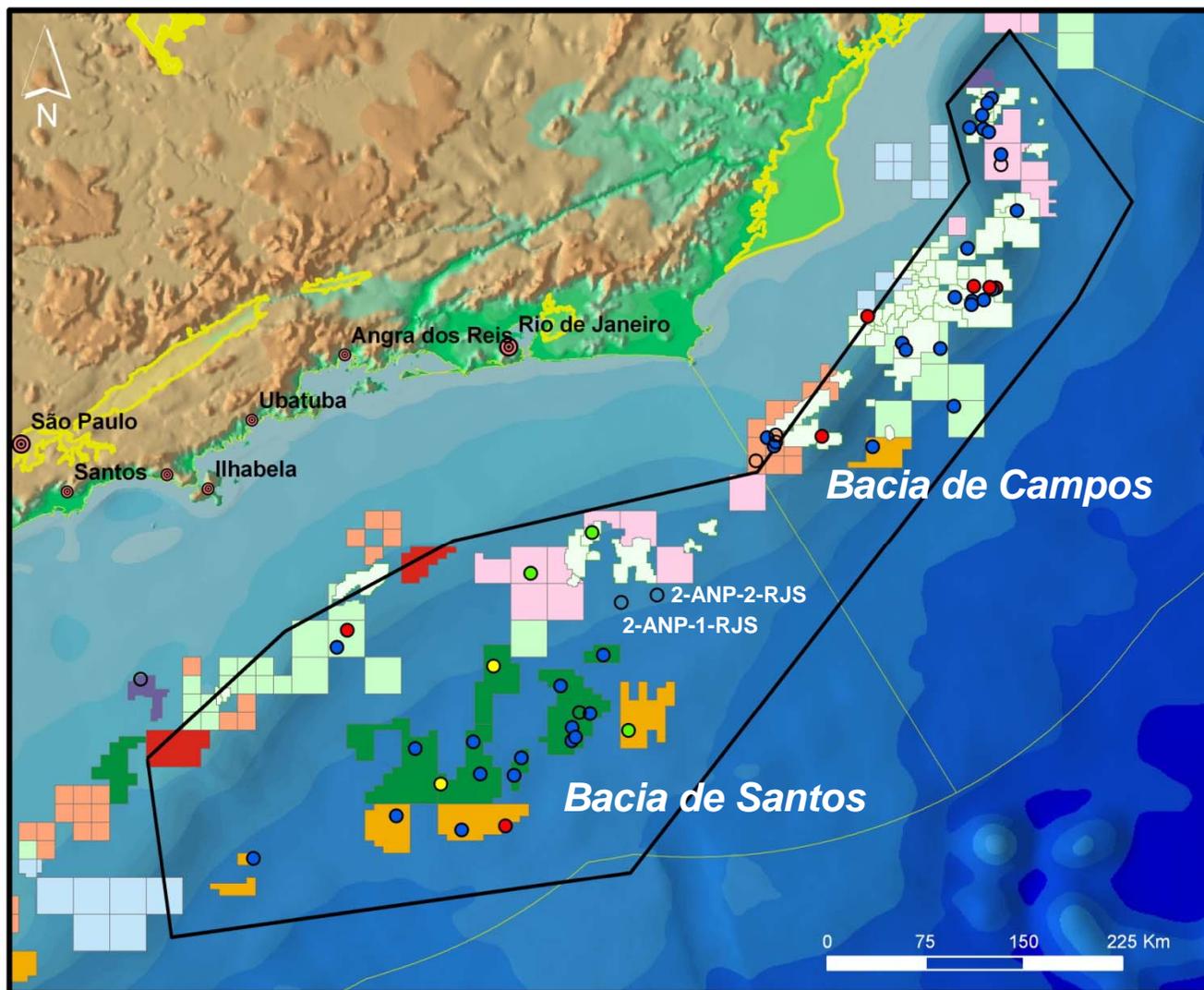
Objetivos e produção estabelecida antes da descoberta de óleo no Pré-sal da Bacia de Santos

Seção Geológica Esquemática

)



Polígono do Pré-sal

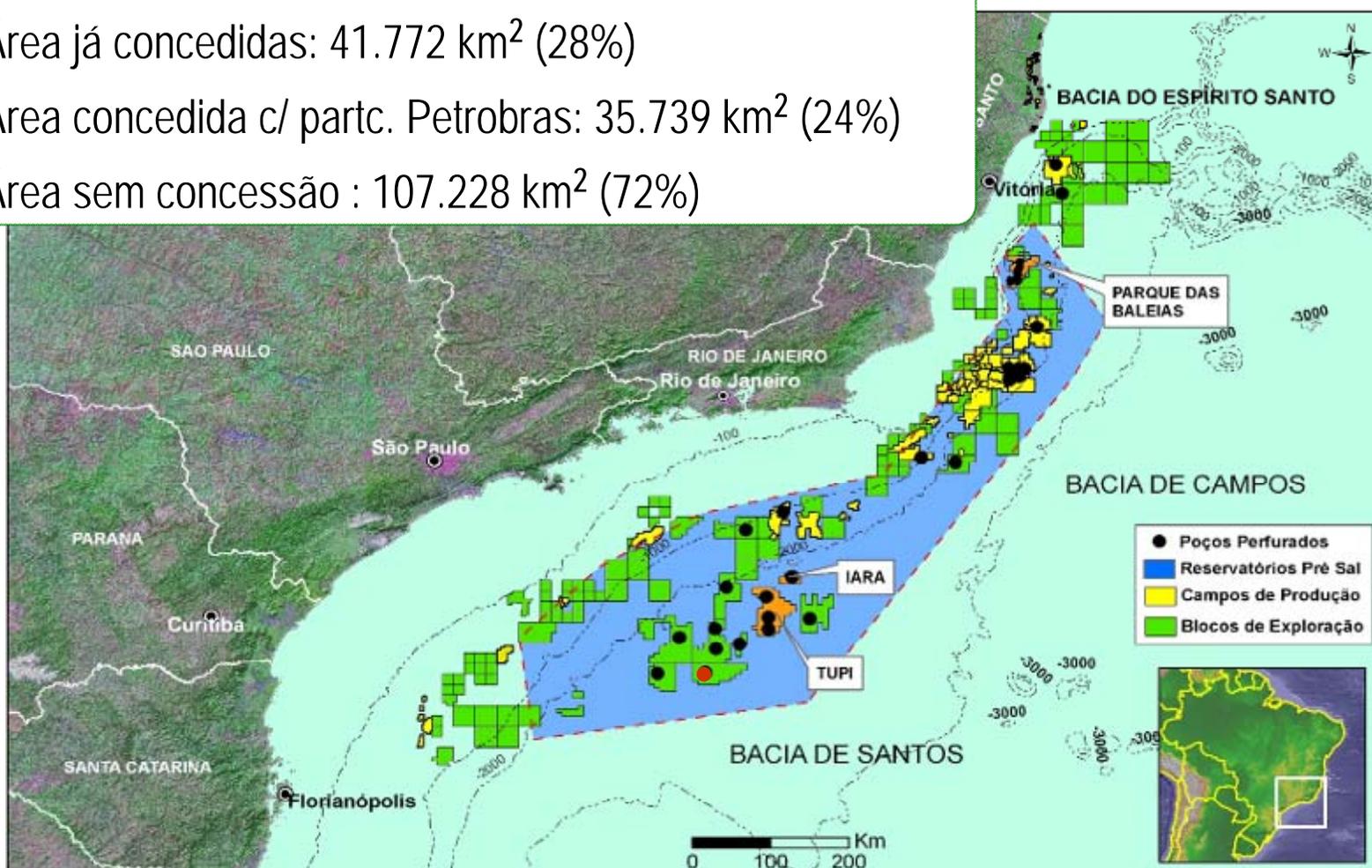


- Poços secos
- Poços em perfuração (ABR/2010)
- Óleo
- Óleo e gás
- Gás
- Área do Pré-sal
- Campos em produção/Desenv.
- Blocos Exploratórios (Rodadas)**
- 0
- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 9

A PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL

- A grande área em azul representa possibilidades de ocorrências de reservas no pré-sal, mas não indica um reservatório único.

- Área total da Província: 149.000 km²
- Área já concedidas: 41.772 km² (28%)
- Área concedida c/ partc. Petrobras: 35.739 km² (24%)
- Área sem concessão : 107.228 km² (72%)





BM-S-10 – “Parati” (prospecto de 2005)

BM-S-11 – “Tupi” (prospecto de 2006)

BM-S-9 – “Carioca” (prospecto de 2007)

BM-S-21 – “Caramba” (prospecto de 2007)

BM-S-24 – “Jupiter” (prospecto de 2008)

BM-S-8 – “Bem-Te-Vi” (prospecto de 2008)

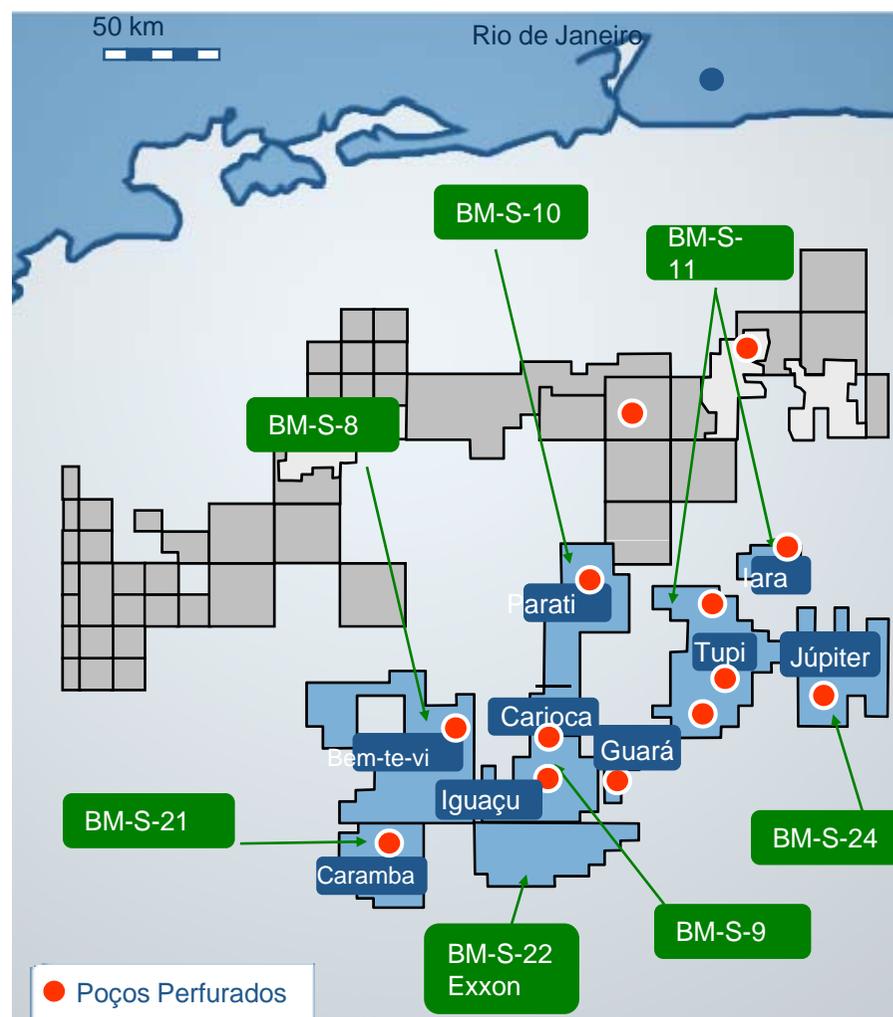
BM-S-9 – “Guará” (prospecto de 2008)

BM-S-11 – “Iara” (prospecto de 2008)

AS DESCOBERTAS AVALIADAS E A AVALIAR PELA PETROBRAS NA BACIA DE SANTOS DEFINIÇÃO DE UM NOVO MARCO REGULATÓRIO

- Em 70 anos de exploração(1939-2009) chegamos a 14 bilhões de barris de reservas
- Na Bacia de Santos estabeleceram-se as principais descobertas de reservas do Pré-sal, todas na década atual . Cálculos iniciais apontam que as reservas das estruturas ao lado indicadas poderão duplicar as atuais reservas brasileiras através dos volumes estimados.
- Nesta área foram perfurados 11 poços pela Petrobras, todos com Notificação de Descoberta, grande parte já positivamente avaliada, redundando seguramente numa altíssima taxa de sucesso.
- Diante destas constatações, significativas reservas já consolidadas(Tupi, Guará, Iara,etc) e excelentes perspectivas para as demais estruturas ainda não testadas, tudo isto aliado ao baixíssimo risco exploratório, fez com que o Governo Brasileiro optasse por um NOVO MARCO REGULATÓRIO para esta área.
- Tal decisão também foi amparada pela preocupação do governo em assumir o controle da produção na área.

Bacia de Santos





anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

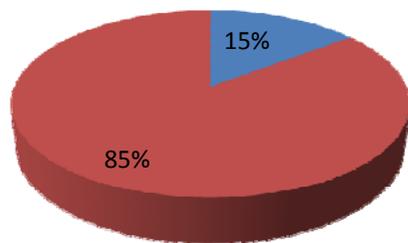
Impacto das Descobertas

Anúncio de uma nova província petrolífera no pré-sal

- ❖ ***Impacto político: CNPE e Presidência da República***
- ❖ ***Decisão de retirada dos 41 blocos do pré-sal da 9ª. Rodada***
- ❖ ***Decisão de estudar o marco regulatório para esta nova província: Comissão Interministerial criada pelo CNPE***

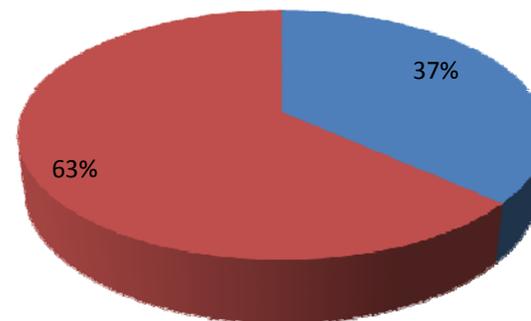
Participação da Petrobras nas áreas já concedidas

- Área concedida para outras operadoras
- Área com participação da Petrobras



Pré-Sal

- Área concedida (41.000 km²)
- Área não concedida (71.000 km²)



Diante do anteriormente exposto foi decidido pelo governo estabelecer na área Contrato de Partilha de Produção celebrado entre a União como CONTRATANTE e a Pré-Sal Petróleo S.A (em fase de implantação) como GESTORA, tendo a Petrobras como CONTRATADO (operador) e a ANP como INTERVENIENTE.

Além disto, por ocasião das licitações a serem efetuadas dentro deste novo modelo, aberto às demais petroleiras , a Petrobras já participaria com um mínimo de 30%, podendo aumentar este percentual no decorrer da licitação.

Então, esta nova modalidade contratual irá prevalecer no polígono do Pré-Sal, ficando as demais áreas sedimentares do país sob os Contratos de Concessão até então vigentes.

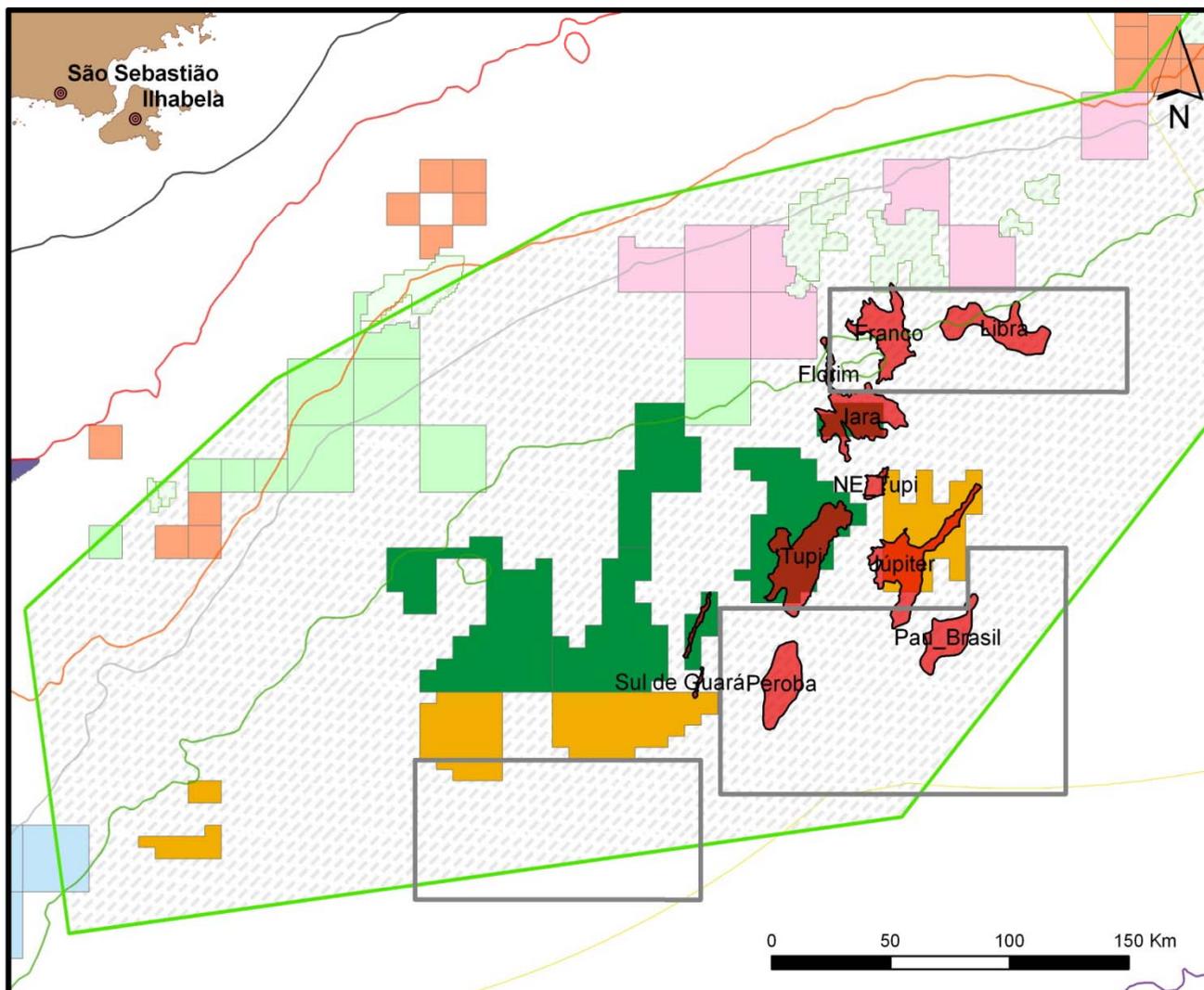
ALGUMAS DIFERENÇAS FUNDAMENTAIS

	<u>Contrato de Partilha</u>	<u>Concessão</u>
Gerência Operações	País	Cia.
Propriedade do Ativo	País	Cia. e País
Propriedade da Produção	País e Cia.	Cia.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Prospectos selecionados para Certificação de Reservas



- 1) Libra
- 2) Franco
- 3) Florim
- 4) Iara (Entorno)
- 5) NE de Tupi
- 6) Tupi (Entorno Sul)
- 7) Júpiter (Entorno)
- 8) Guará Sul
- 9) Peroba
- 10) Pau Brasil



RESERVAS ESTIMADAS PELA CERTIFICADORA CREDENCIADA

A Certificadora Gaffney-Cline, contratada pela ANP para proceder os cálculos volumétricos nas dez áreas previamente selecionadas e anteriormente indicadas, chegaram aos seguintes números para os volumes de ÓLEO RECUPERÁVEL, em BILHÕES DE BARRIS :

- ✓ Estrutura de Franco - 5,44
- ✓ Estrutura de Libra - 7,91
- ✓ Extensão de Tupi (S) - 0,04
- ✓ Tupi Nordeste - 0,18
- ✓ Peroba - 0,38
- ✓ Extensão de Iara - 0,76
- ✓ Florim - 0,07
- ✓ Extensão de Júpiter - 0,33
- ✓ Pau Brasil - 0,24
- ✓ Extensão de Guará - 0,06

TOTAL GERAL : 15,41 BILHÕES DE BARRIS

Estimativas de Volume Franco

- ❖ **Cálculo do volume de rocha da estrutura (P10 e P90);**
- ❖ **Leitura das curvas LAS do perfil composto para definição da porosidade e net pay (Cut off = 4%);**
- ❖ **Gross – perfil composto;**
- ❖ **Cálculo do volume (software Crystal Ball)**

Premissas			
Porosidade	4,00%	10,70%	14,00%
So	69,00%	79,00%	85,00%
Volume de rocha (m ³ x10 ⁶)	83.000	83.000	83.000
Net to gross %	41%	76%	93%
VOIP (milhões de bbl)	33.583		
Bo	1,45	1,5	1,55
Fator de recuperação	10%	16%	30%
Volume recuperável (bblx10 ⁶)	2.239	3.582	6.717
RGO	185,6	219,57	258,5

*Volume Recuperável (P50): 5,43 BBL
FR=30%*

Grandes desafios foram vencidos na área, tais como, conviver com lâminas d'água superiores a 2000m; perfurar mais de 2000m de sal e penetrá-los com a presteza necessária para revestir este pacote com segurança e rapidez; enfrentar condições marítimas adversas a mais de 200 km da costa. Outras demandas estão sendo tratadas e/ou estudadas, como as que destacamos:

- ✓ Definição da qualidade do reservatório carbonático a partir de uma conjugação de dados de poço e sísmica.
- ✓ Viabilidade técnica da injeção de água e/ou gás para recuperação secundária.
- ✓ Desvio de poços dentro da zona de sal.
- ✓ Poços de longo afastamento
- ✓ Qualificação de equipamentos aptos a conviver com LDA de 2200m.
- ✓ Materiais resistentes a elevados teores de CO² e teores de até 0,5 ppm de H²S.