

**PRÉ-SAL E MUDANÇAS CLIMÁTICAS:
AVALIAÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE CAPTURA E
ARMAZENAMENTO DE CARBONO (CCS)**

**Alberto Sampaio de Almeida
Petrobras/E&P-Presal**

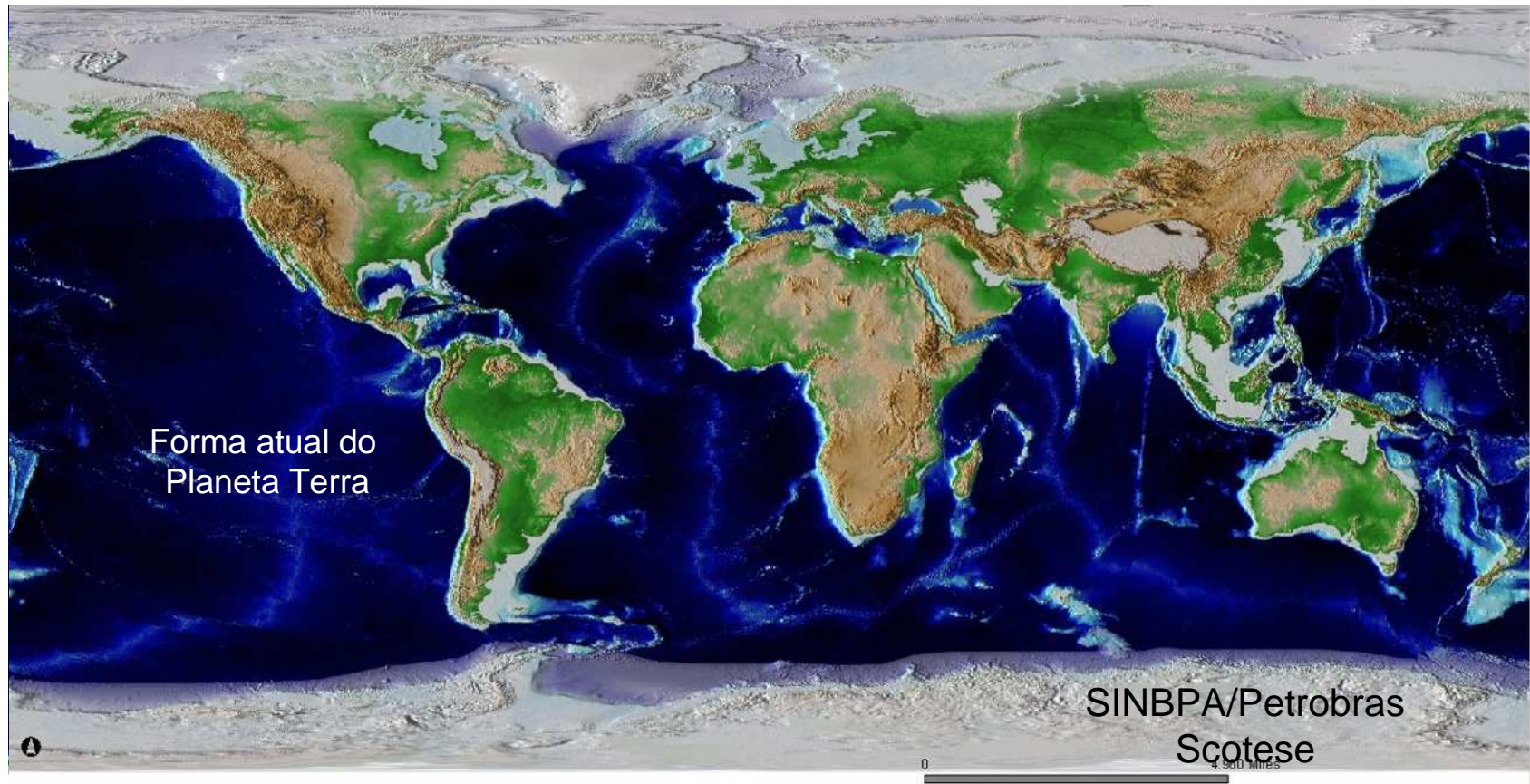
26 de Novembro de 2009

- A apresentação pode conter previsões de eventos futuros. Tais previsões refletem meramente as expectativas da gerência da Companhia. Termos como “antecipar”, “acreditar”, “esperar”, “prever”, “ter a intenção”, “planejar”, “projetar”, “procurar”, “deverá”, “poderá”, junto com expressões similares ou análogas, são usadas para identificar tais previsões.
- Estas previsões naturalmente envolvem riscos e incertezas, sejam estes já antecipados ou não pela Companhia. Assim, o resultado futuro das operações pode diferir das expectativas atuais, e os leitores não devem basear suas expectativas exclusivamente nas informações aqui apresentadas.
- A Companhia não é obrigada a atualizar a apresentação e as previsões nela contidas à luz de novas informações ou desenvolvimentos futuros.

- **Pré-Sal da Bacia de Santos**
- **Os Desafios do Pre-sal**
- **Panorama sobre CCGS**
- **Tecnologias de CCGS no cenário do Pre-sal**
- **Conclusões**

- **Pré-Sal da Bacia de Santos**
- Os Desafios do Pre-sal
- Panorama sobre CCGS
- Tecnologias de CCGS no cenário do Pre-sal
- Conclusões

História Geológica do Pre-Sal



Sistema deposicional carbonático análogo ao Pré-sal



Sistema evaporítico atual



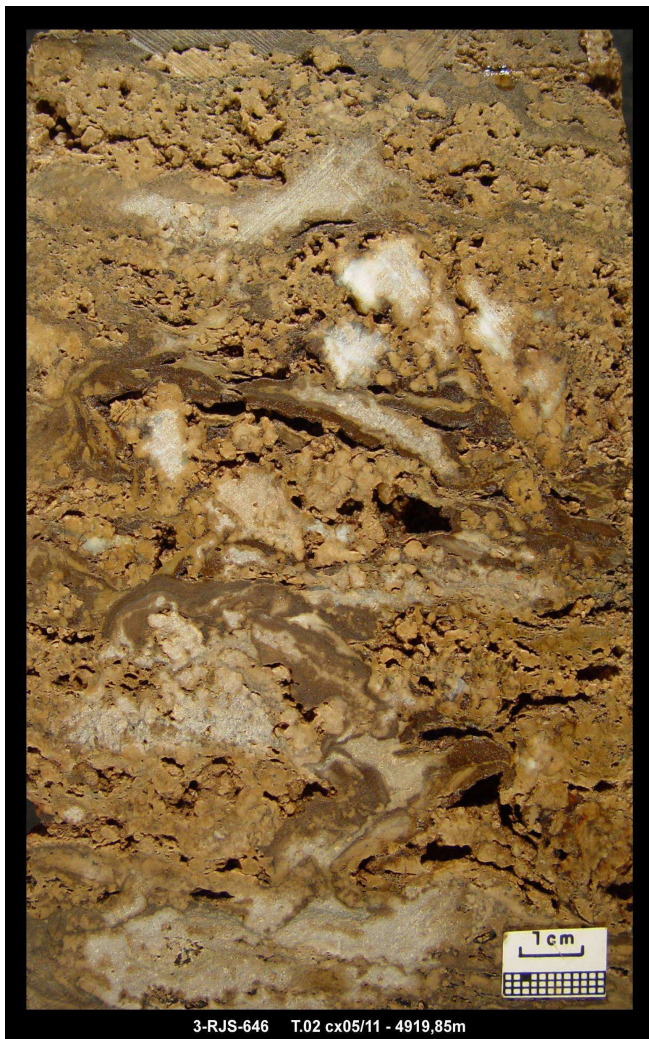
Mar Morto - Oriente Médio

Ziv Shertzer, Leonid Pedrul, Eli Raz, Zeevik Meller, Sarale Elbar, 2007

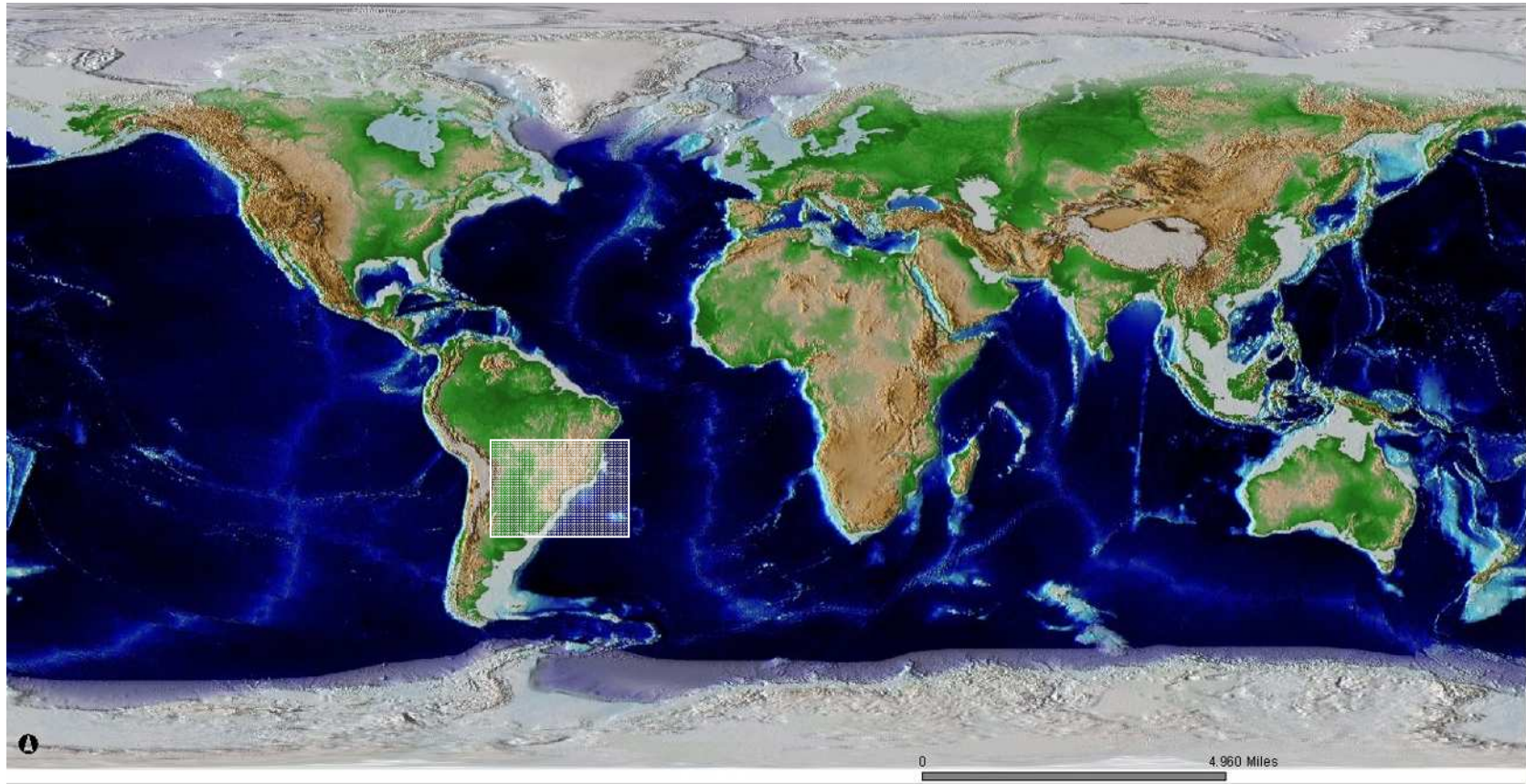
Estromatolitos Recentes - Lagoa Salgada, RJ



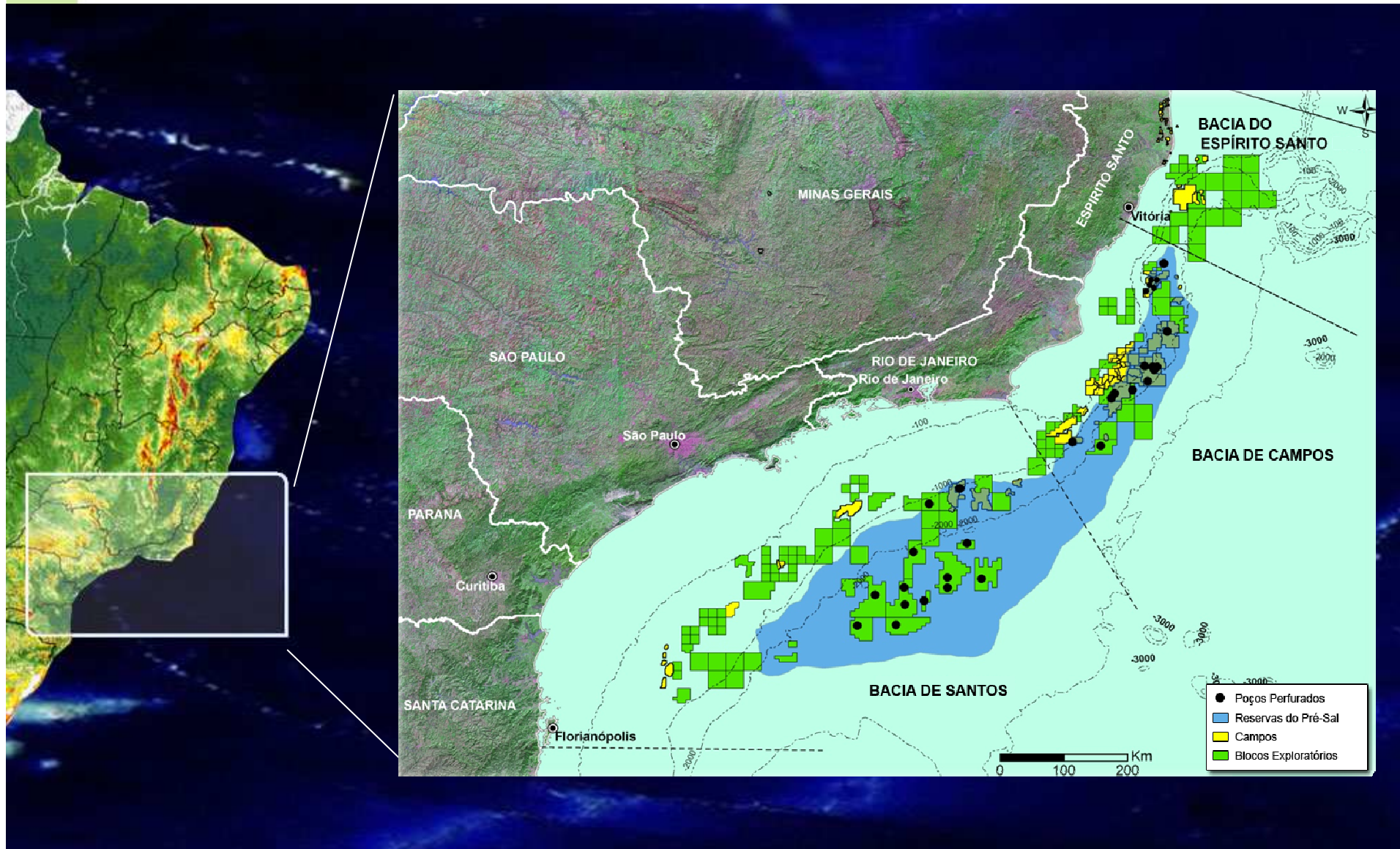
Pré-Sal - Reservatórios



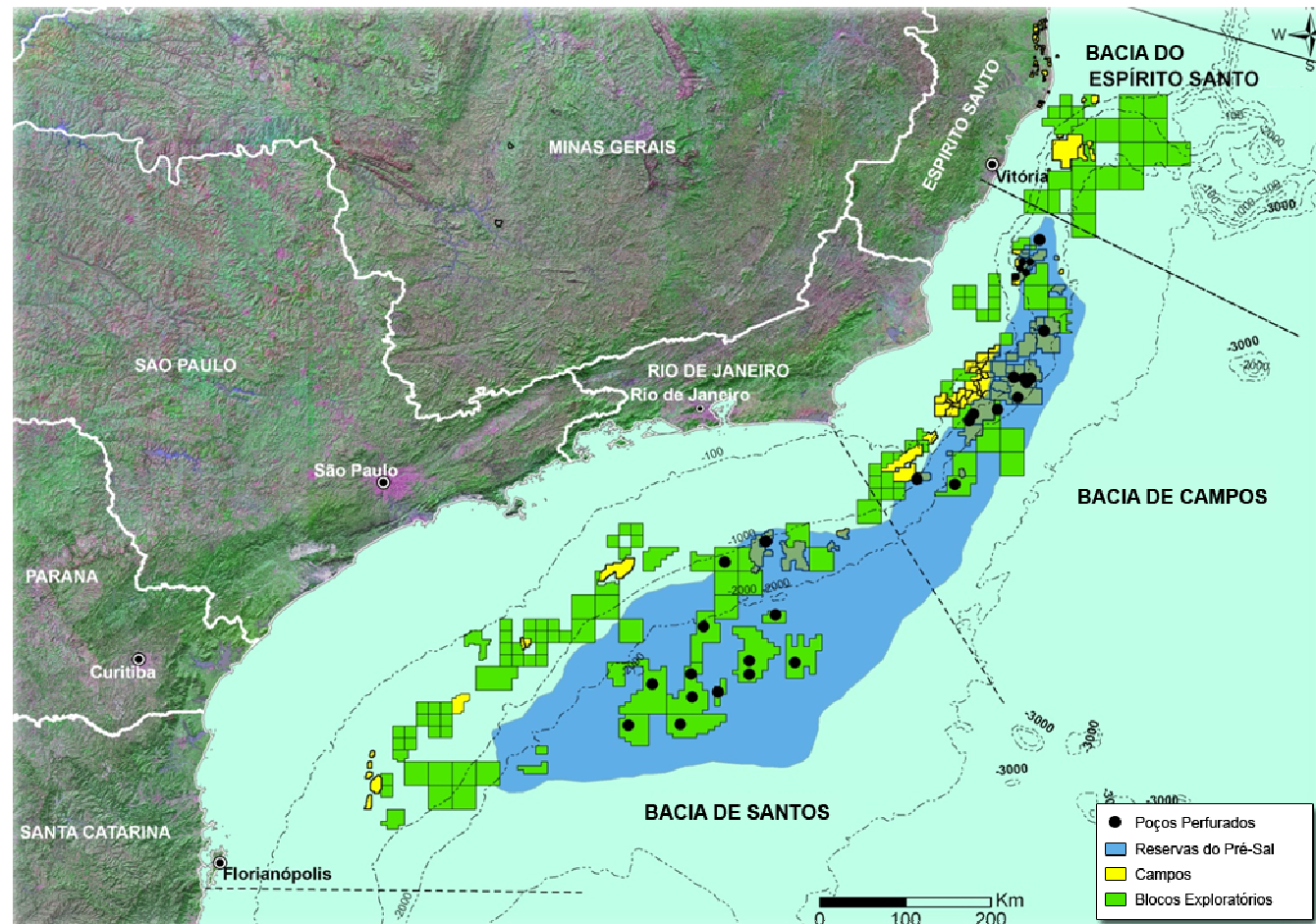
Costa Sudeste do Brasil



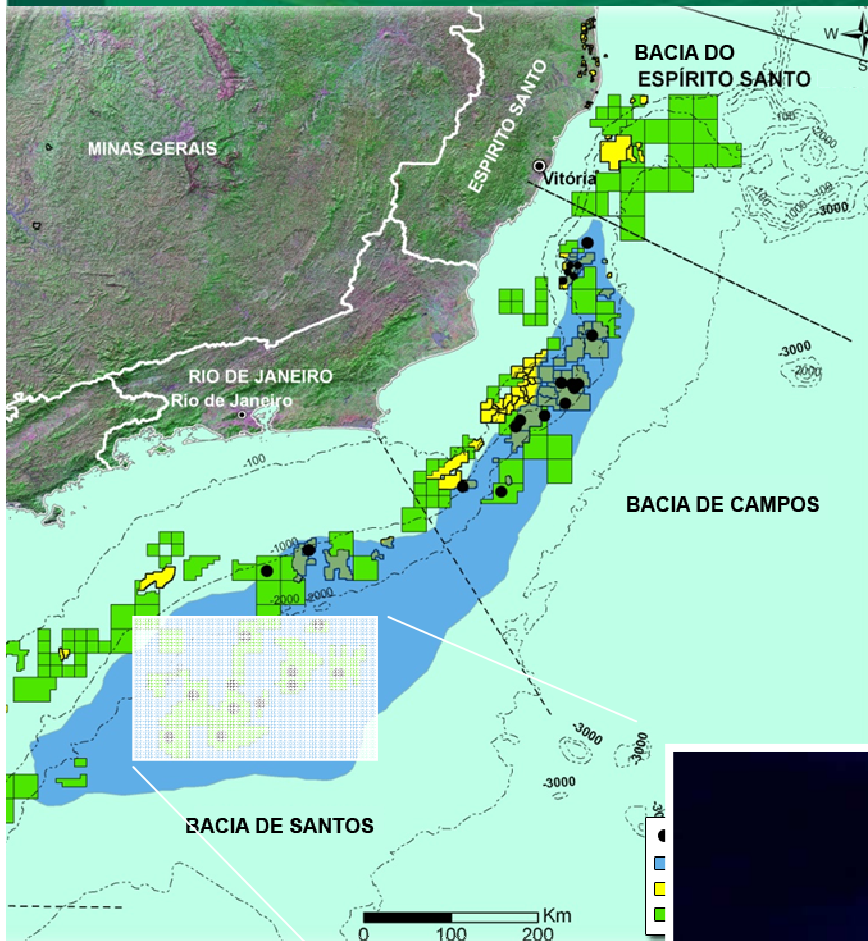
Província Pré-Sal



Província Pré-Sal



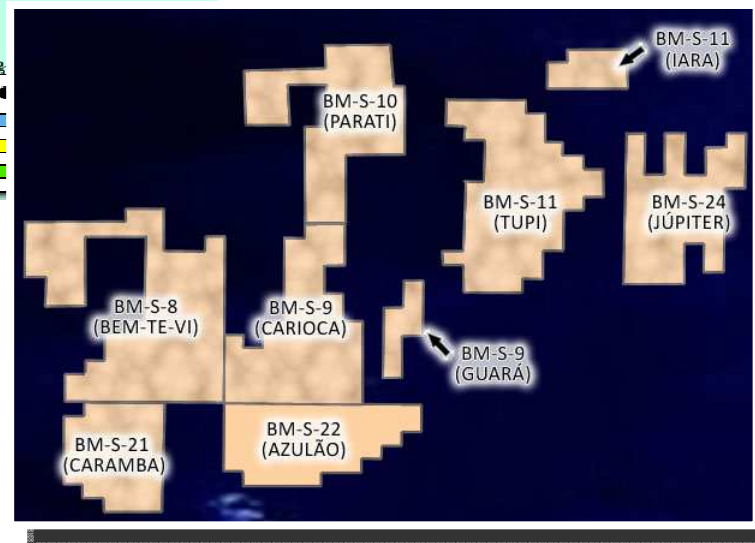
Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos



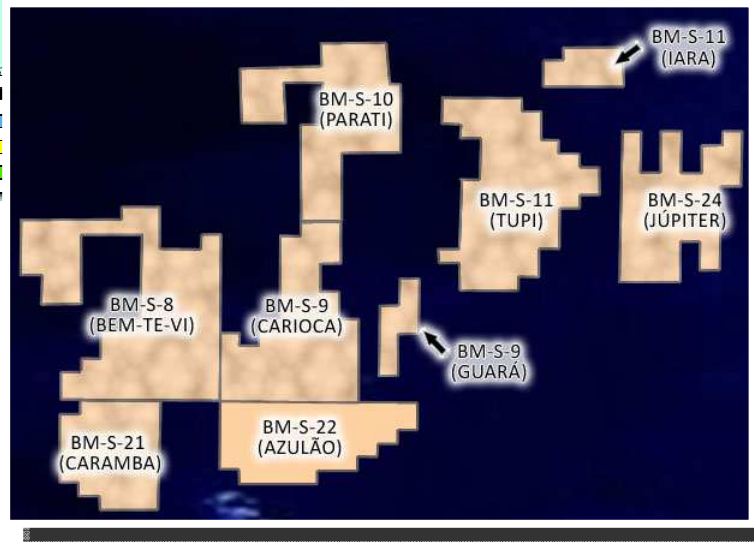
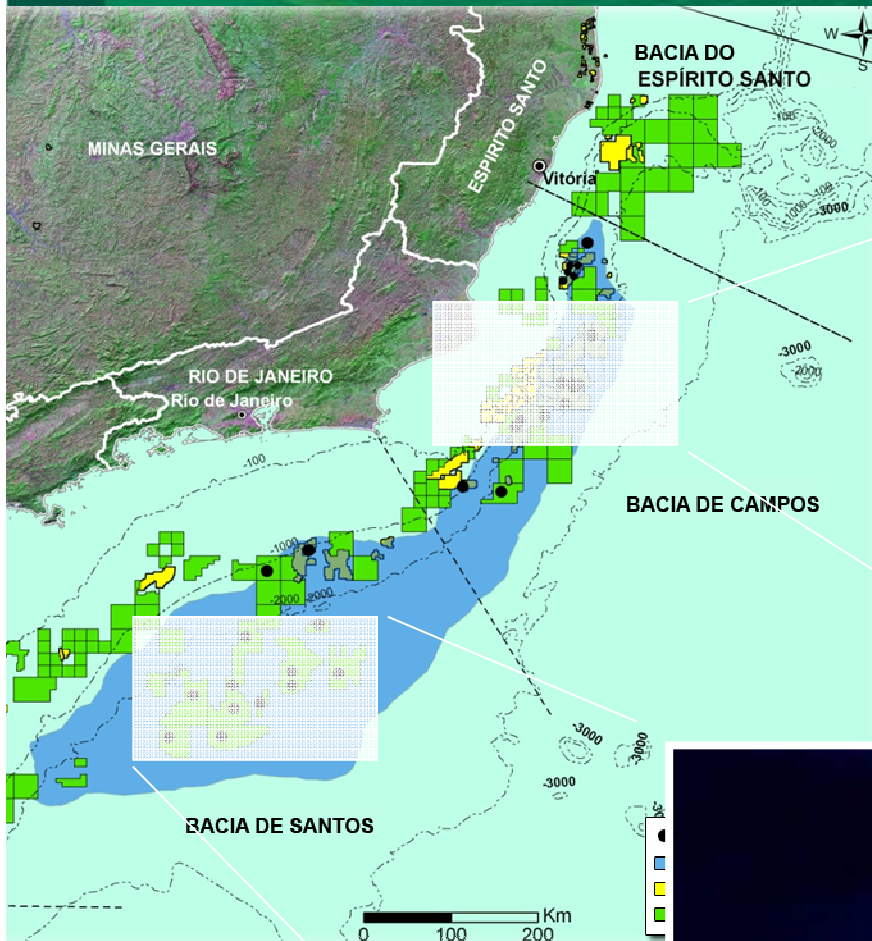
Blocos

Consórcios

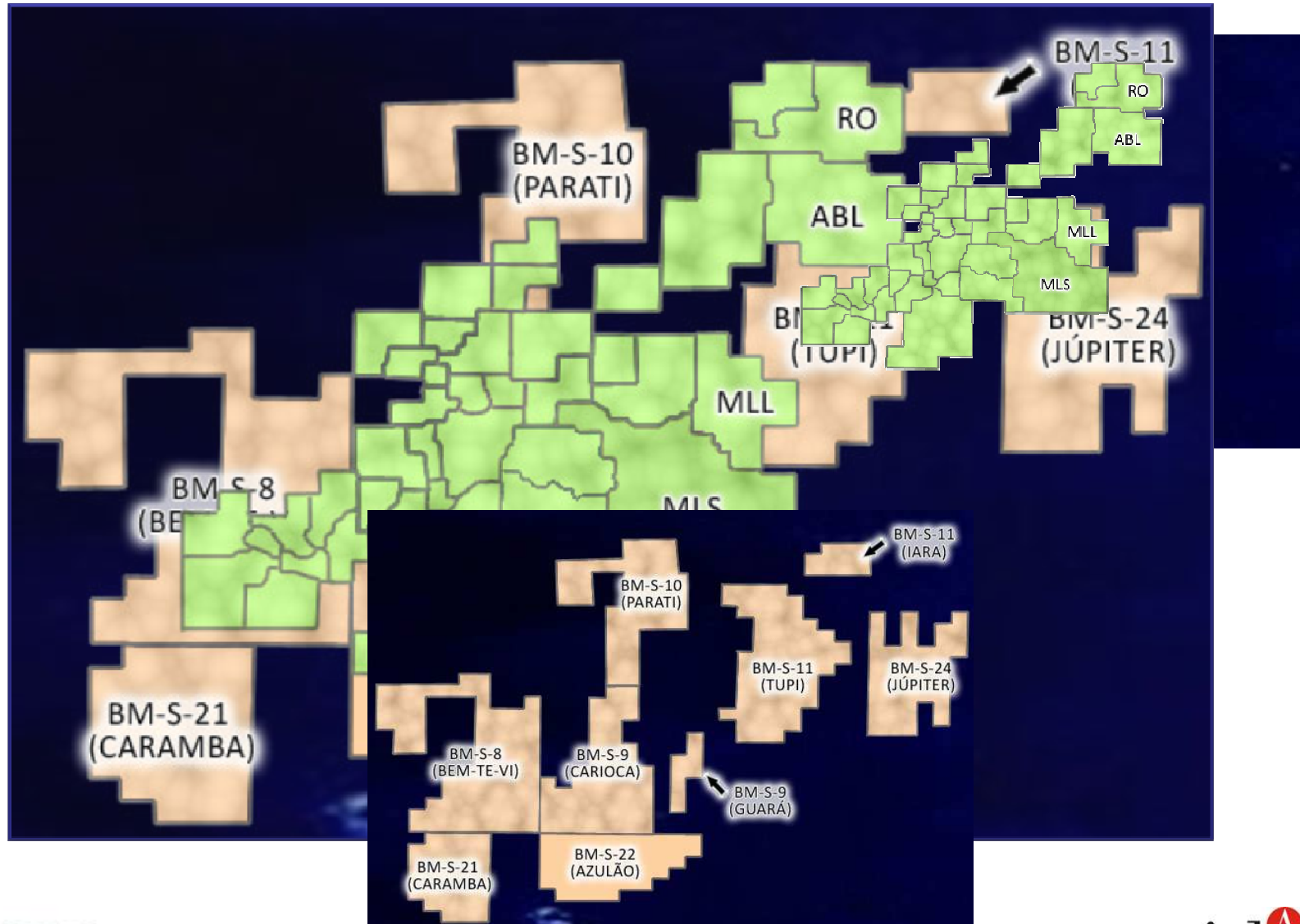
BMS-8	BR (66%), SH (20%) e PTG (14%)
BMS-9	BR (45%), BG (30%) e RPS (25%)
BMS-10	BR (65%), BG (25%) e PAX (10%)
BMS-11	BR (65%), BG (25%) e PTG (10%)
BMS-21	BR (80%), PTG (20%)
BMS-22	EXX (40%), HES (40%) e BR (20%)
BMS-24	BR (80%), PTG (20%)



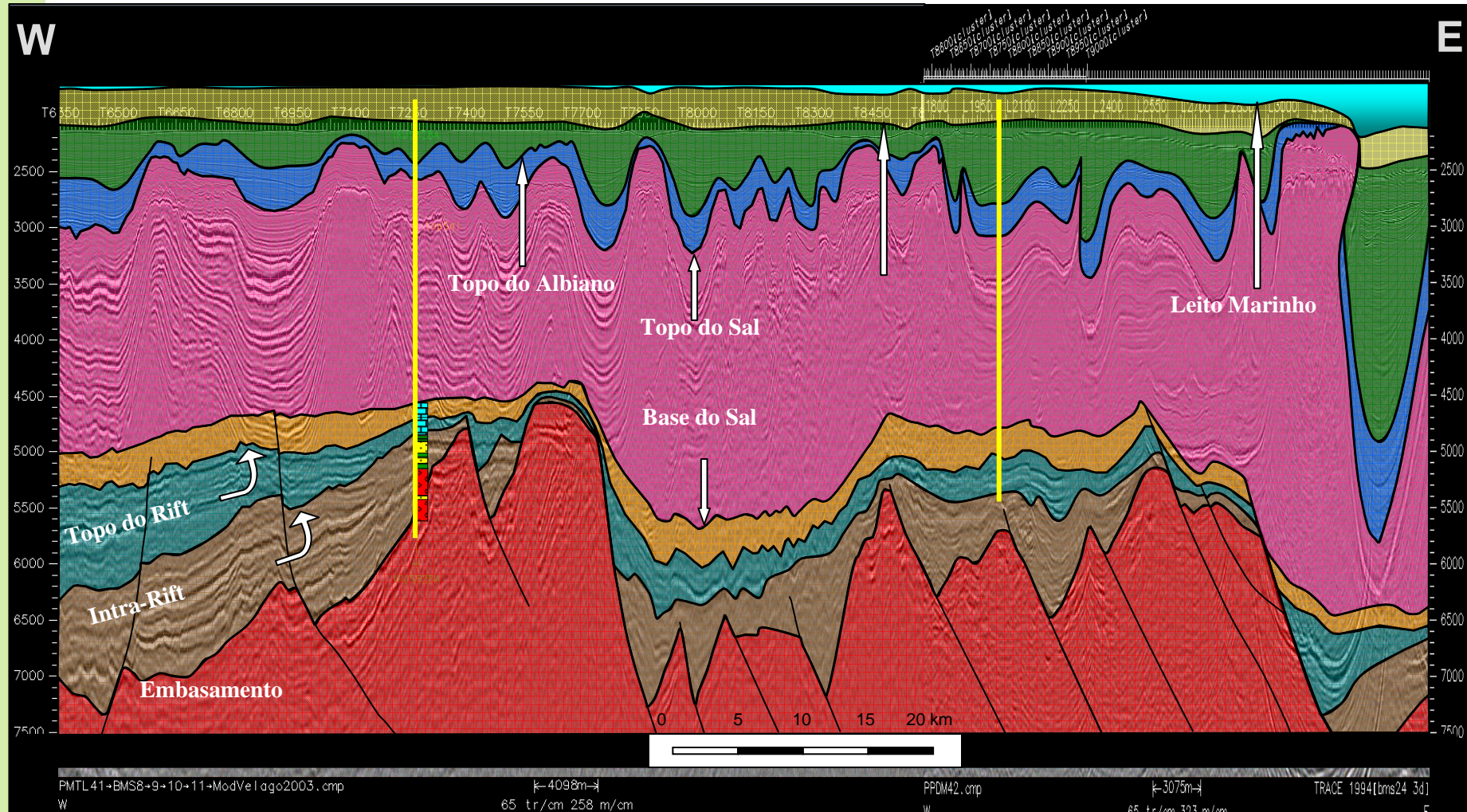
Pólo Pré-Sal de Santos vs. Bacia de Campos



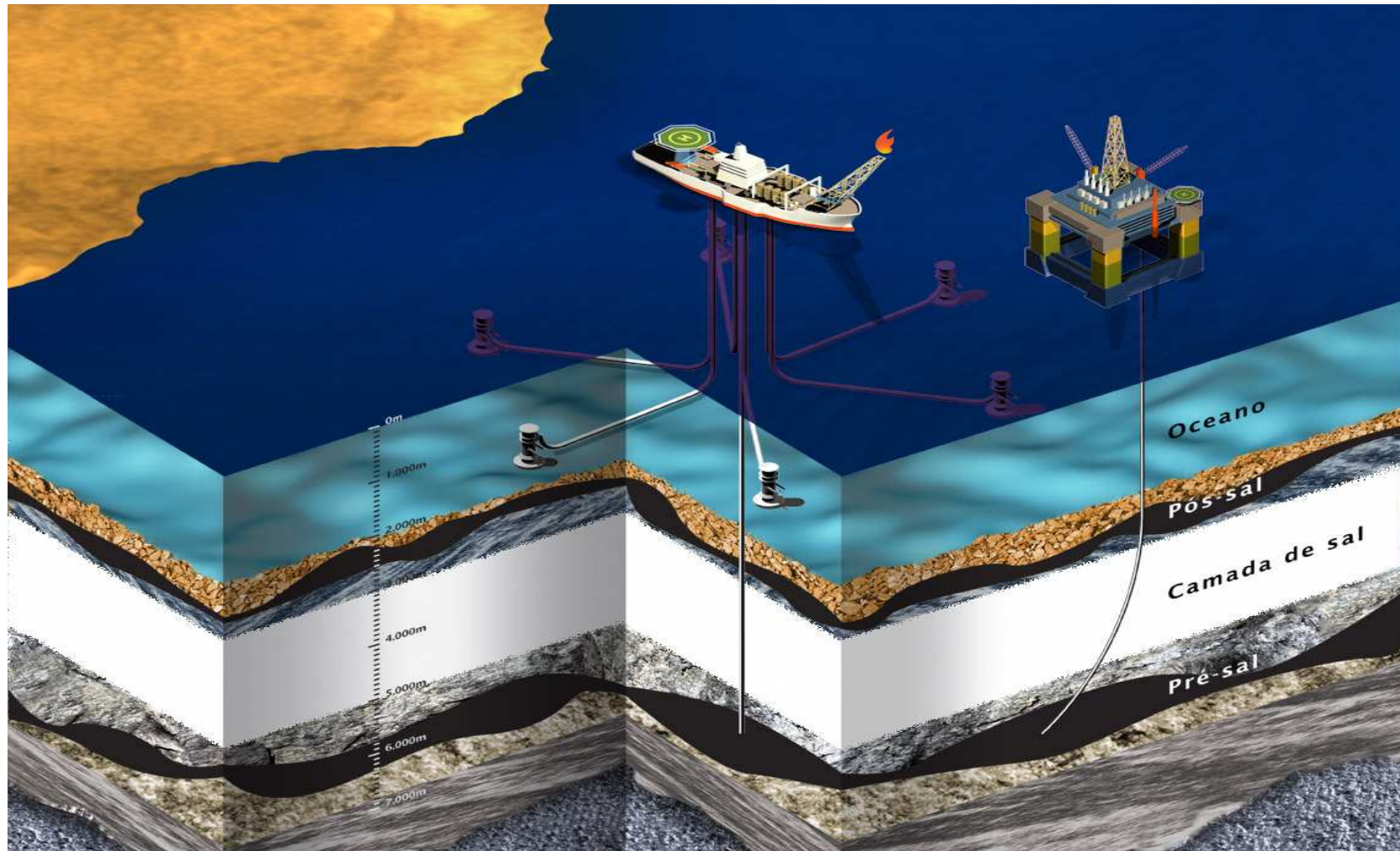
Pólo Pré-Sal de Santos vs. Bacia de Campos



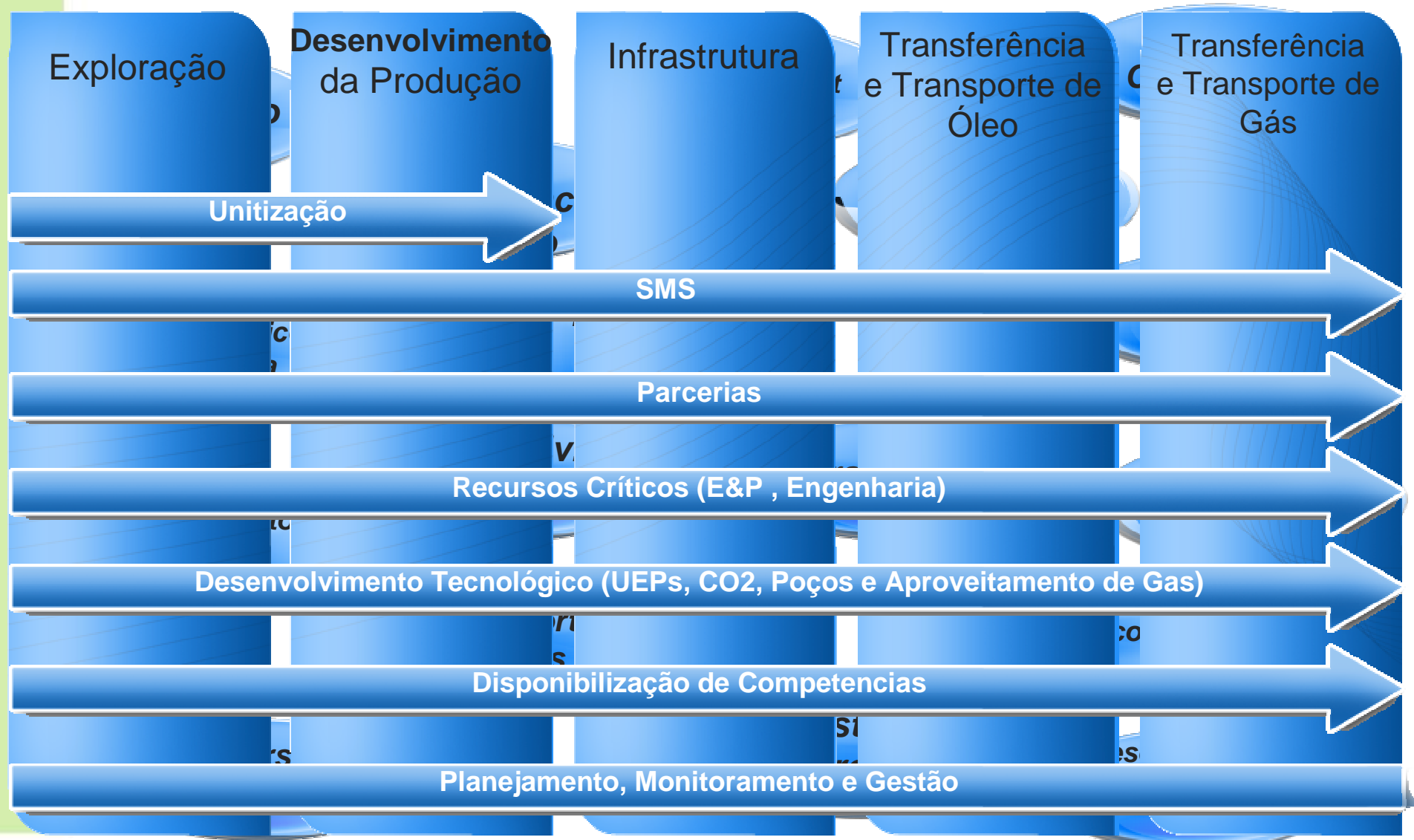
Linha sísmica/seção geológica - Santos



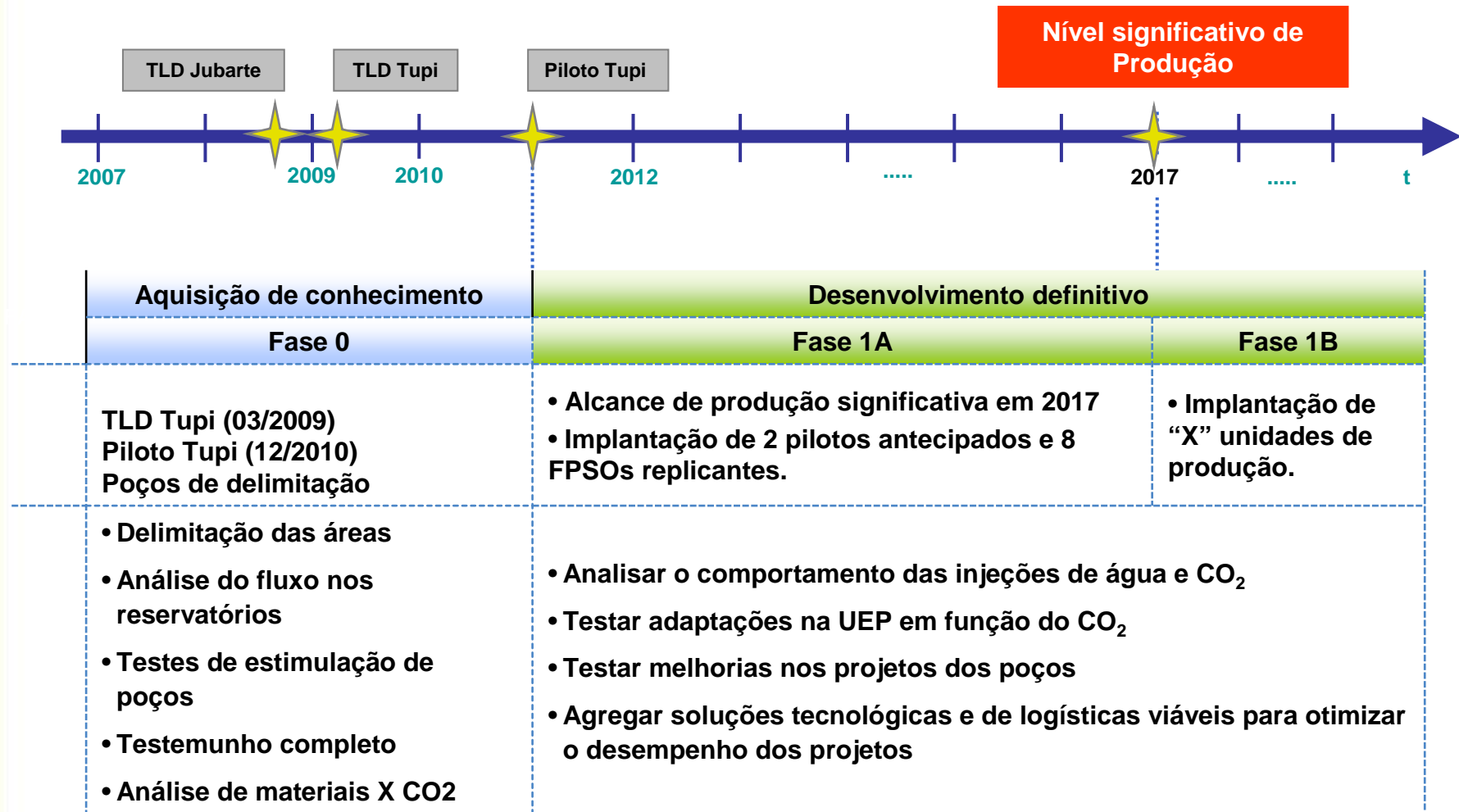
Esquema do Pré-Sal



Disciplinas Distintas → PLANSAL



Estratégia de Desenvolvimento - Cronologia



Fase 0 – Obtenção de informações

Fase 1 – Desenvolvimento definitivo – dividido em 1A e 1B (continuidade)



FASE 0

- Aquisição de Informações
 - Sísmica de alta resolução, Testemunhagem de reservatório, teste de poços, ...
- Poços de Avaliação
- Produção em pequena escala (TLDs)

TLD
de Tupi

Piloto
de Tupi

2008

2009

2010

2011

...

2017

...

2020

...

2030

Fase 0 – Projetos



Poços de Avaliação
Vários poços para avaliar os blocos

Teste de Longa Duração
Tupi (2009-2010)
Outros TLDs para entender melhor a área
dos reservatórios



Piloto de Tupi
100.000 bopd e 5 M m³/d gas
Separação e reinjeção de CO₂
Poços: 3 injetores e 5 produtores

TLD de Tupi

Área do PA: 1974 km²

Dois Reservatórios carbonáticos principais e um secundário.

- Primeiro óleo: Mai/09
- Vazão esperada: 14.000 bpd
- Duração do teste: 15 meses

Volume recuperável estimado: 5 a 8 bi bbl.

Dados a obter

- Produção em longo prazo do reservatório carbonático
- Comunicação hidráulica no reservatório
- Mecanismos de dano em poços
- Escoamento submarino
- Testemunhagem de poço vertical para caracterização do reservatório

LDA:

PERFURAR
P1



ETAPA 2
POÇO P1
6 MESES

linha

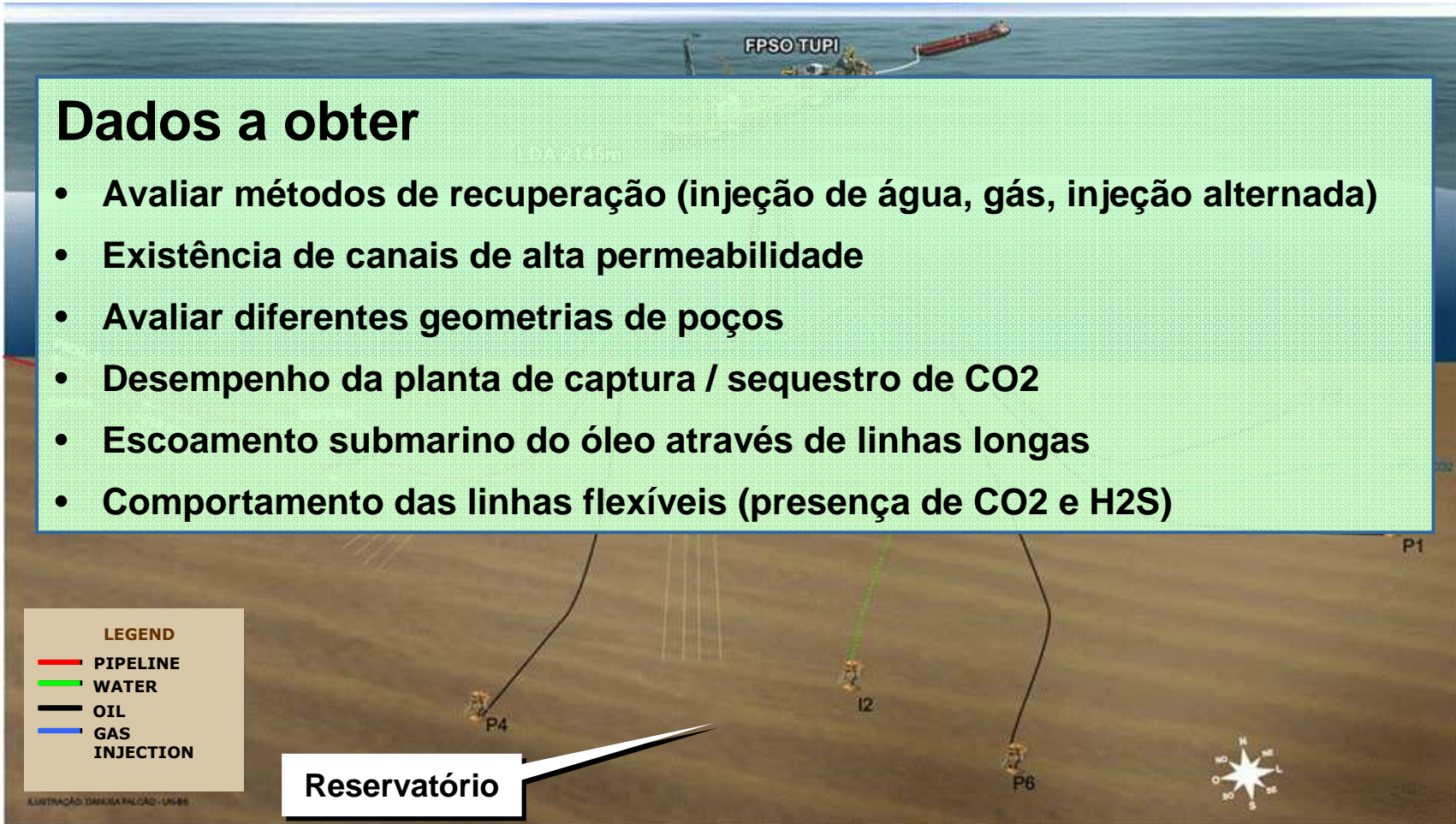
ETAPA 1
3-RJS-646
6 MESES

TAPA 3
RJS-646
3 MESES

Projeto Piloto de Tupi

Dados a obter

- Avaliar métodos de recuperação (injeção de água, gás, injeção alternada)
- Existência de canais de alta permeabilidade
- Avaliar diferentes geometrias de poços
- Desempenho da planta de captura / sequestro de CO2
- Escoamento submarino do óleo através de linhas longas
- Comportamento das linhas flexíveis (presença de CO2 e H2S)



Reservatório

Capacidades:
100.000 bopd e 4MMm3/dia (gás)



FASE 1a

- 1ª fase de desenvolvimento definitivo
- Uso de tecnologias já consolidadas ou consolidáveis no curto prazo para atingir metas de produção
- Gerar fluxo de caixa para dar suporte a Fase 1b

> 1 M
bopd

2008

2009

2010

2011

...

2017

...

2020

...

2030

Fase 1a – Projetos

10 novos FPSOs



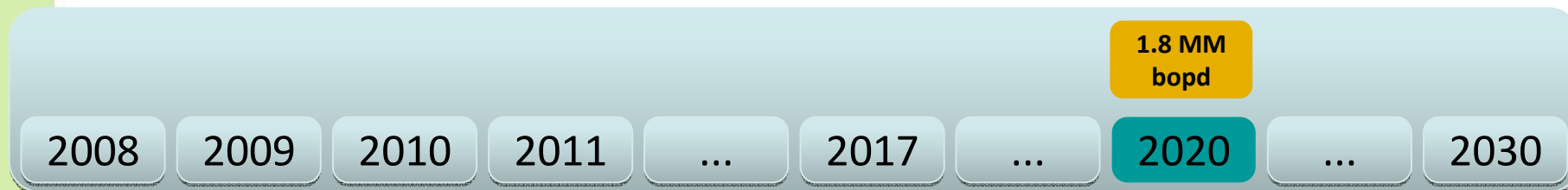
2 primeiros FPSOs a serem afretados (2013-2014)

- **Produção de Óleo: 120,000 bpd**
- **Compressão de Gás: 5 M m³/d**
- **8 FPSOs Adicionais (2015-2016)**
- **Construção dos cascos no Estaleiro Rio Grande**
- **Planta de processamento em estudo:**
 - **Produção de Óleo: 150,000 bpd**
 - **Compressão de Gás: 5.5 M m³/d**
 - **Capacidade de Injeção WAG (Water-Alternating-Gas)**



FASE 1b

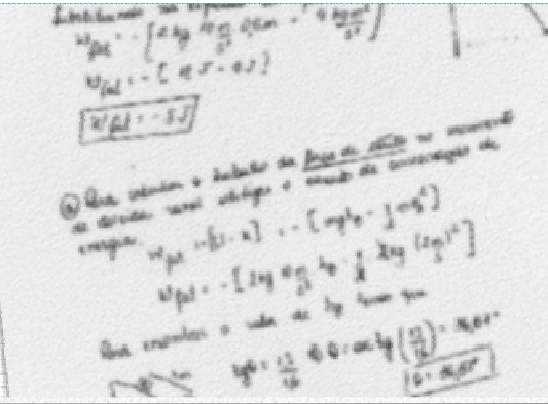
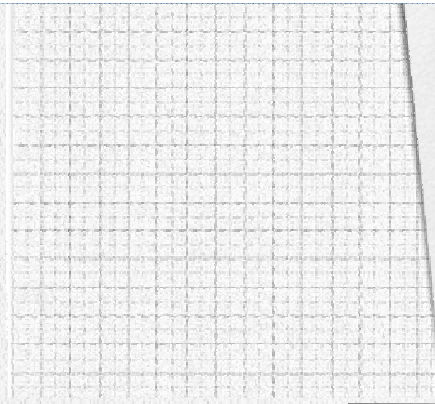
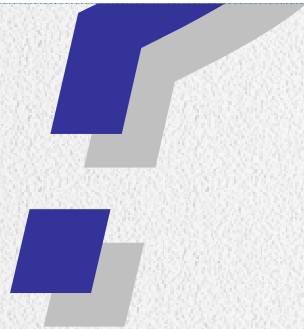
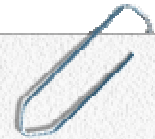
- **2ª fase do desenvolvimento definitivo**
- **Aumento significativo da produção**





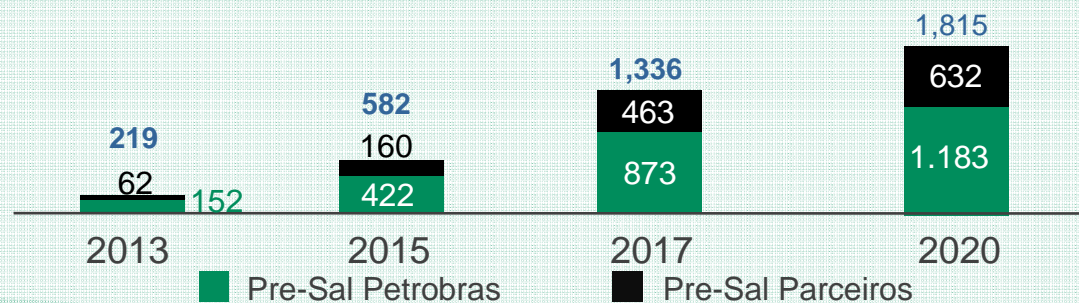
FASE 1b

- ◆ Inovação acelerada
- ◆ Uso massivo de novas tecnologias especialmente desenvolvidas para as condições do Pré-Sal



Produção do Pré-Sal

Produção de Petróleo do Pré-Sal (x 1000 b/d)



Capex Pré-Sal até 2020

	2009-2013	2009-2020
Petrobras CAPEX Total Pré-sal (Desenvolvimento da Produção)	28.9	111.4
Pré-Sal da Bacia de Santos	18.4	98.8
Pré-Sal do Espírito Santo (inclui campos do pós-sal)	10.3	12.6

- Pré-Sal da Bacia de Santos
- **Os Desafios do Pre-sal**
- Panorama sobre CCGS
- Tecnologias de CCGS no cenário do Pre-sal
- Conclusões

Desafios Tecnológicos

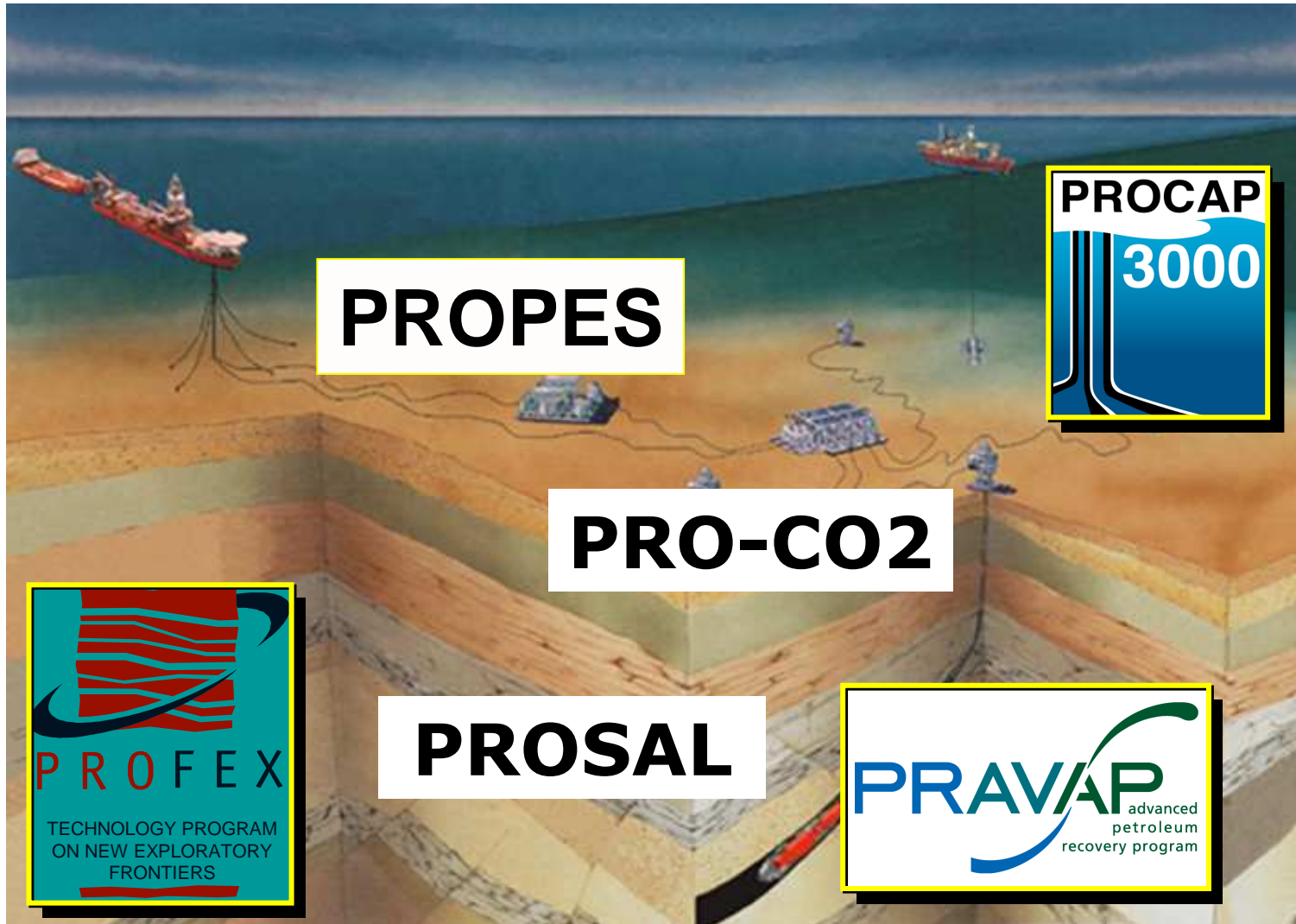
- Previsibilidade da Qualidade do Reservatório
- FPSOs com Topsides Flexíveis
- Layout submarino
- Integridade do sistema de produção
- Garantia de Escoamento
- Geometria de Poço X Produtividade



Principais Desenvolvimentos Tecnológicos em Avaliação



Programas Corporativos Tecnológicos da Petrobras

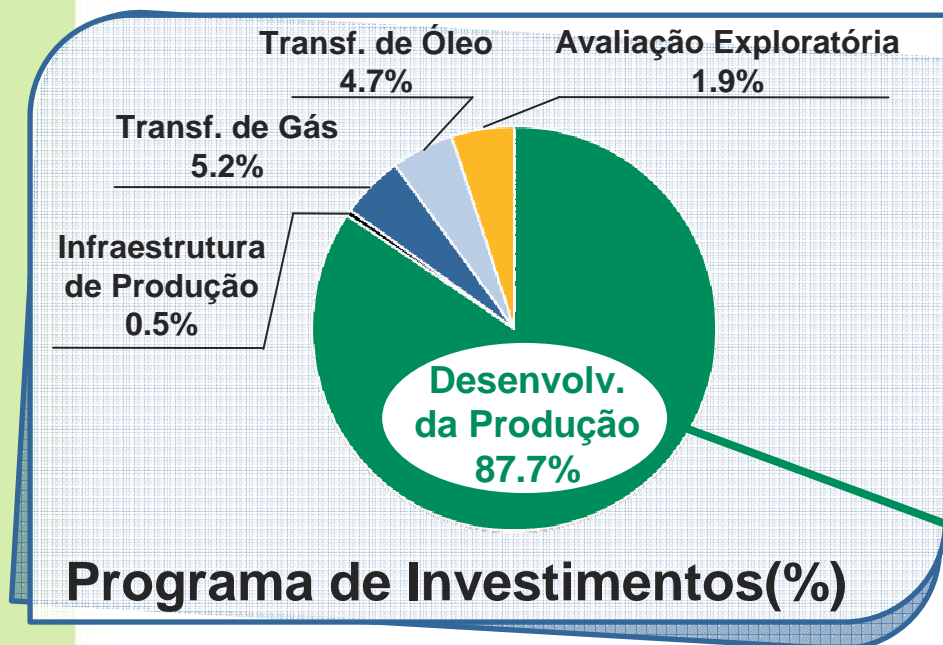


Desafios Comerciais

- Aproveitar possível sinergia e escala do projeto para alcançar reduções nos custos
- Conteúdo Local
- Repetitividade e escala
 - Fábrica de Cascos
 - Contratos em lote para Módulos de Processamento
 - Padronização de poços e equipamentos submarinos (Árvores, Linhas, ...)
 - FPSO “Flex”

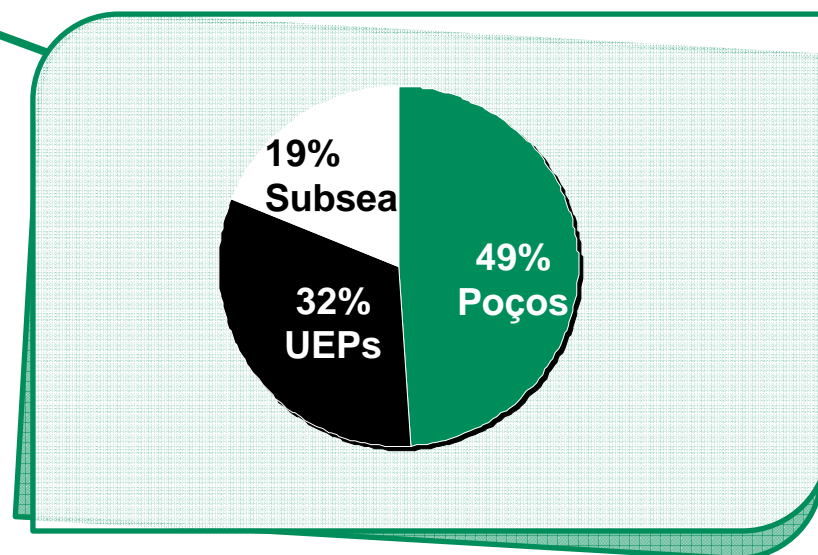


Desafios Econômicos



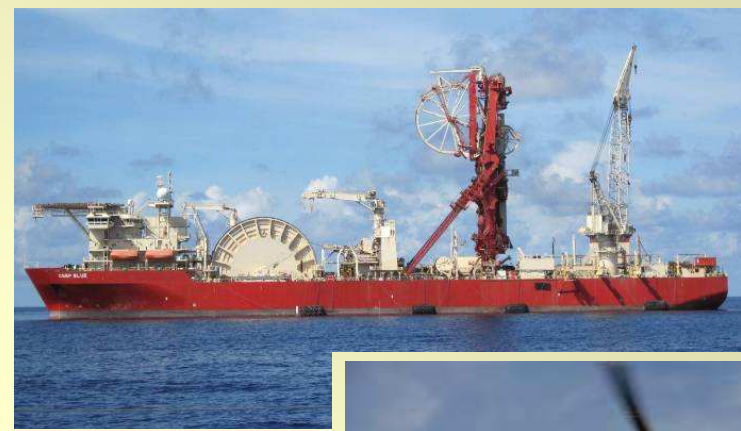
- Unidades de Produção Flutuante;
- Sistemas de superfície – linhas de fluxo e risers, todos isolados e especificados para altas pressões e fluidos com contaminates

- Taxa diária de sondas;
- Duração da perfuração e completação para construção do poço;



Desafios Logísticos

- Grande distancia da costa;
- Condições meteoceanográficas mais severas que na Bacia de Campos;
- Transporte de grandes volumes de pessoal, suprimentos e equipamentos;
- Gestão e tecnologias de armazenagem



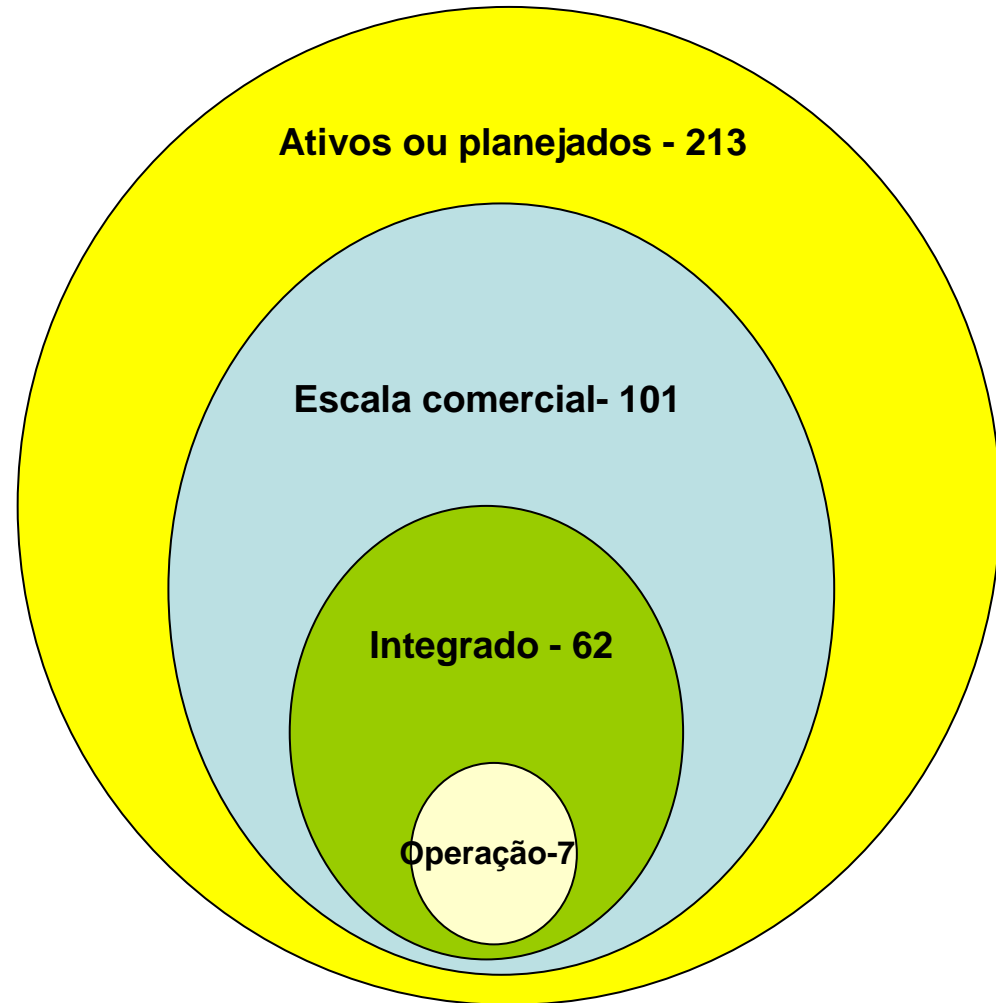
Escoamento de Gás para o Piloto de Tupi



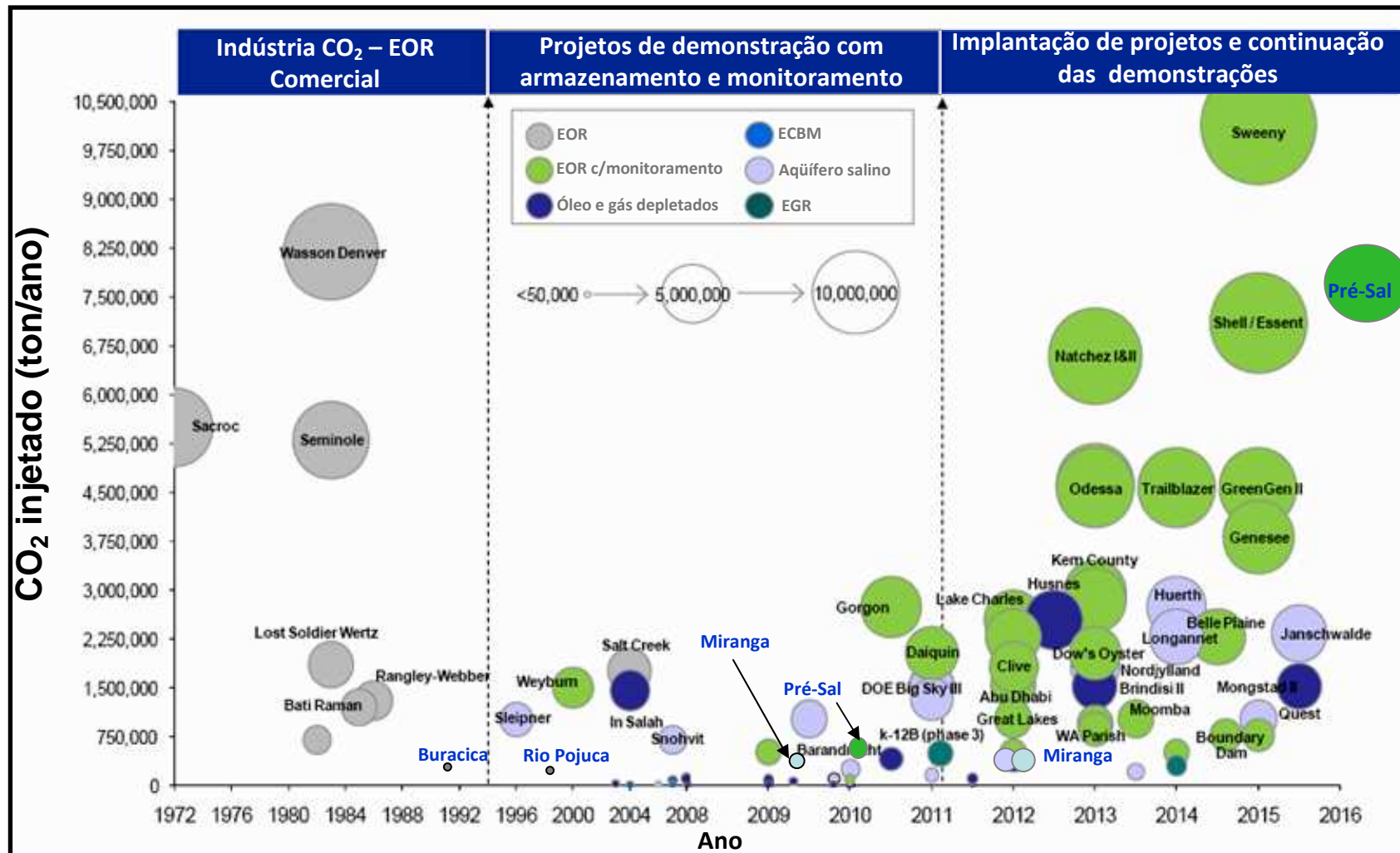
- Pré-Sal da Bacia de Santos
- Os Desafios do Pre-sal
- **Panorama sobre CCGS**
- Tecnologias de CCGS no cenário do Pre-sal
- Conclusões

Situação dos projetos de CCS no Mundo

Números de Projetos:	499
Pesquisa e desenvolvimento:	224
Total restante:	275
Completos:	34
Atrasados ou cancelados:	28
Ativos ou planejados:	213



EVOLUÇÃO DOS PROJETOS DE CCGS NO MUNDO



Fonte: Emerging energy research (Global Carbon Sequestration Markets and Strategies, 2009-2030)

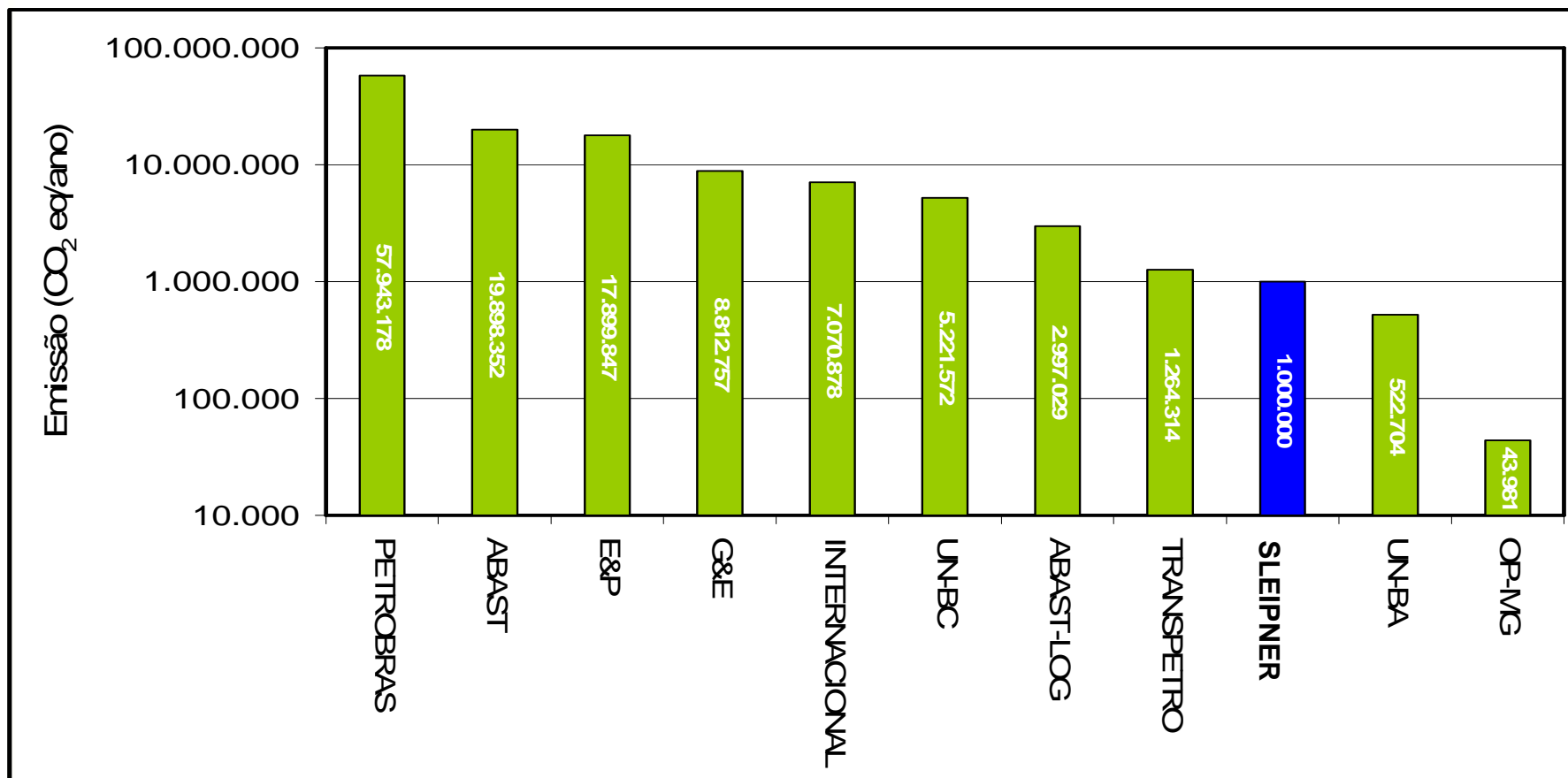
PANORAMA ATUAL E PRINCIPAIS ATORES NO MUNDO

Atividades de Captura e Injeção de CO₂



Ref: www.ieagreen.org.uk – IEA Greenhouse Gas R&D Programme - 2007.

QUADRO GERAL DE EMISSÕES DA PETROBRAS



Mundo (2000): 41,8 Bilhões de tCO₂e
 Brasil (2000): 2,2 Bilhões de tCO₂e
 Petrobras (2006): 0,05 Bilhões de tCO₂e

Brasil - Participação no Mundo: 5,3%
 Petrobras - Participação no Brasil: 2,3%
 Petrobras - Participação no Mundo: 0,12%

- Pré-Sal da Bacia de Santos
- Os Desafios do Pre-sal
- As Oportunidades do Pre-Sal
- **Tecnologias de CCGS no cenário do Pre-sal**
- Conclusões

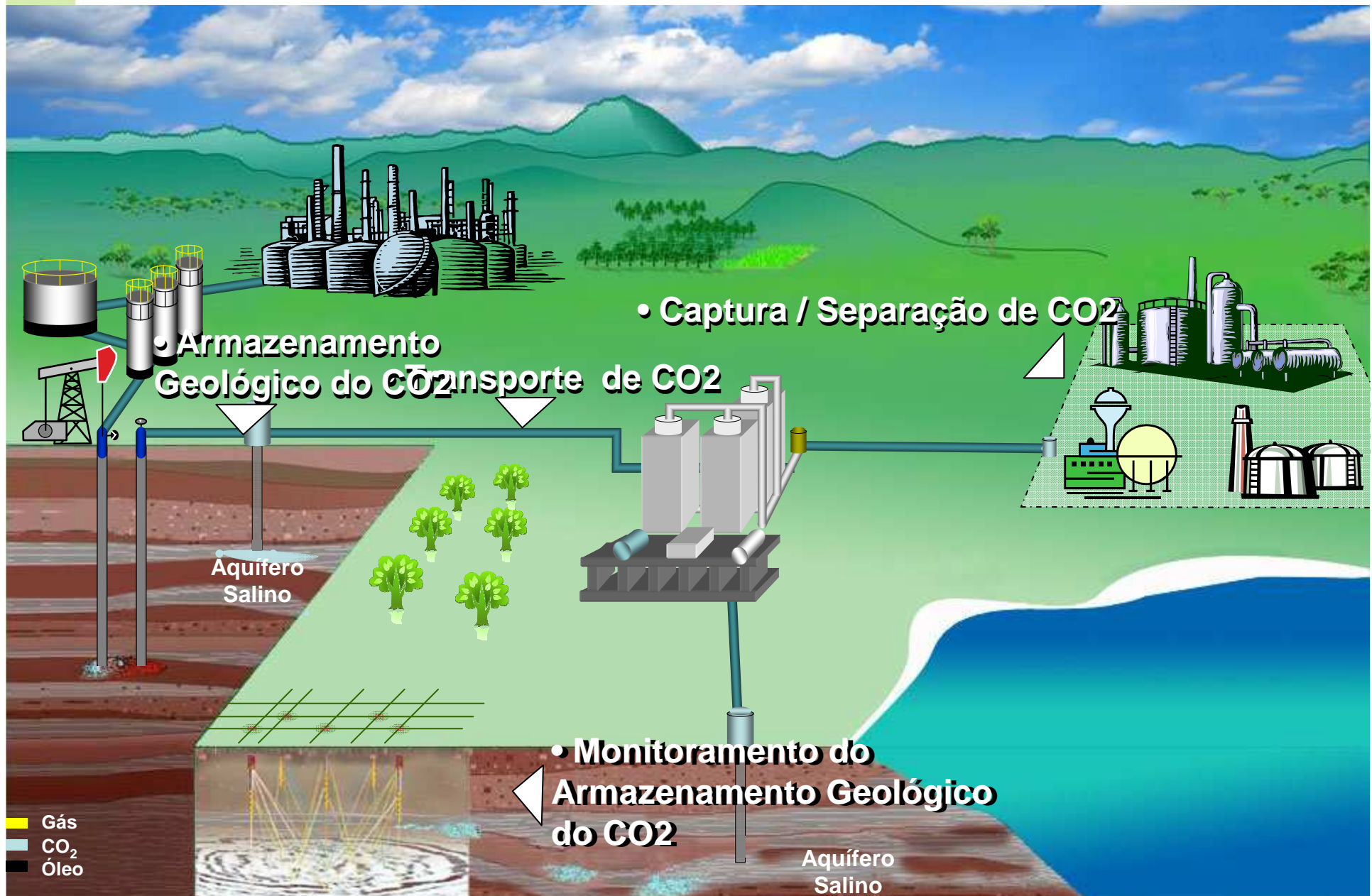
Motivação para CCGS no Pre-sal

- Alguns campos do Pré-Sal apresentaram teores de CO₂
- A Petrobras estuda formas de minimizar os impactos ambientais deste CO₂, buscando em seus projetos modos de reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)



CCGS

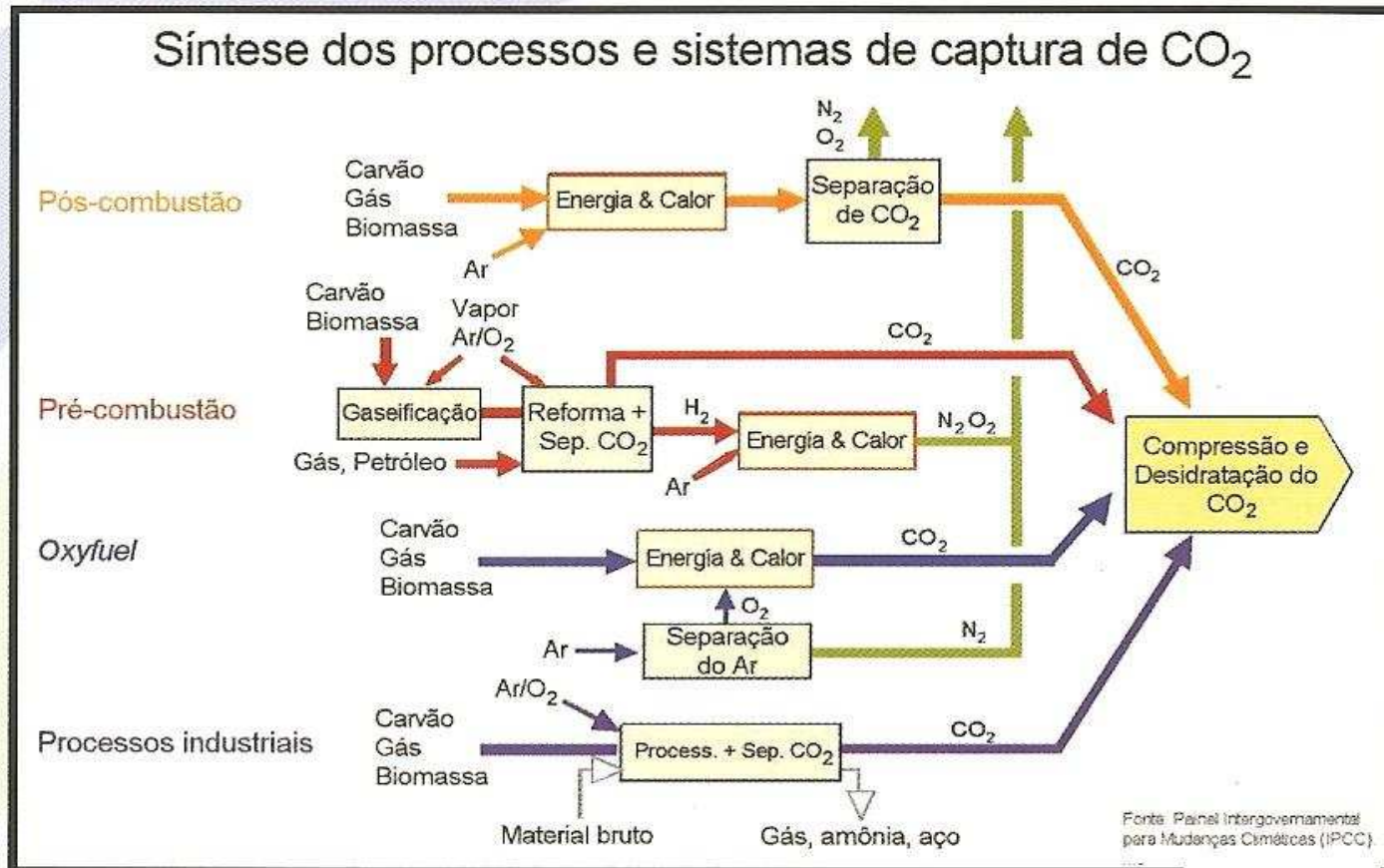
Tecnologias em CCGS



Tecnologias Básicas de Captura / separação de CO₂



Síntese dos processos e sistemas de captura de CO₂



Tecnologias Básicas de Captura / separação de CO2



Variáveis para Definição da Tecnologia

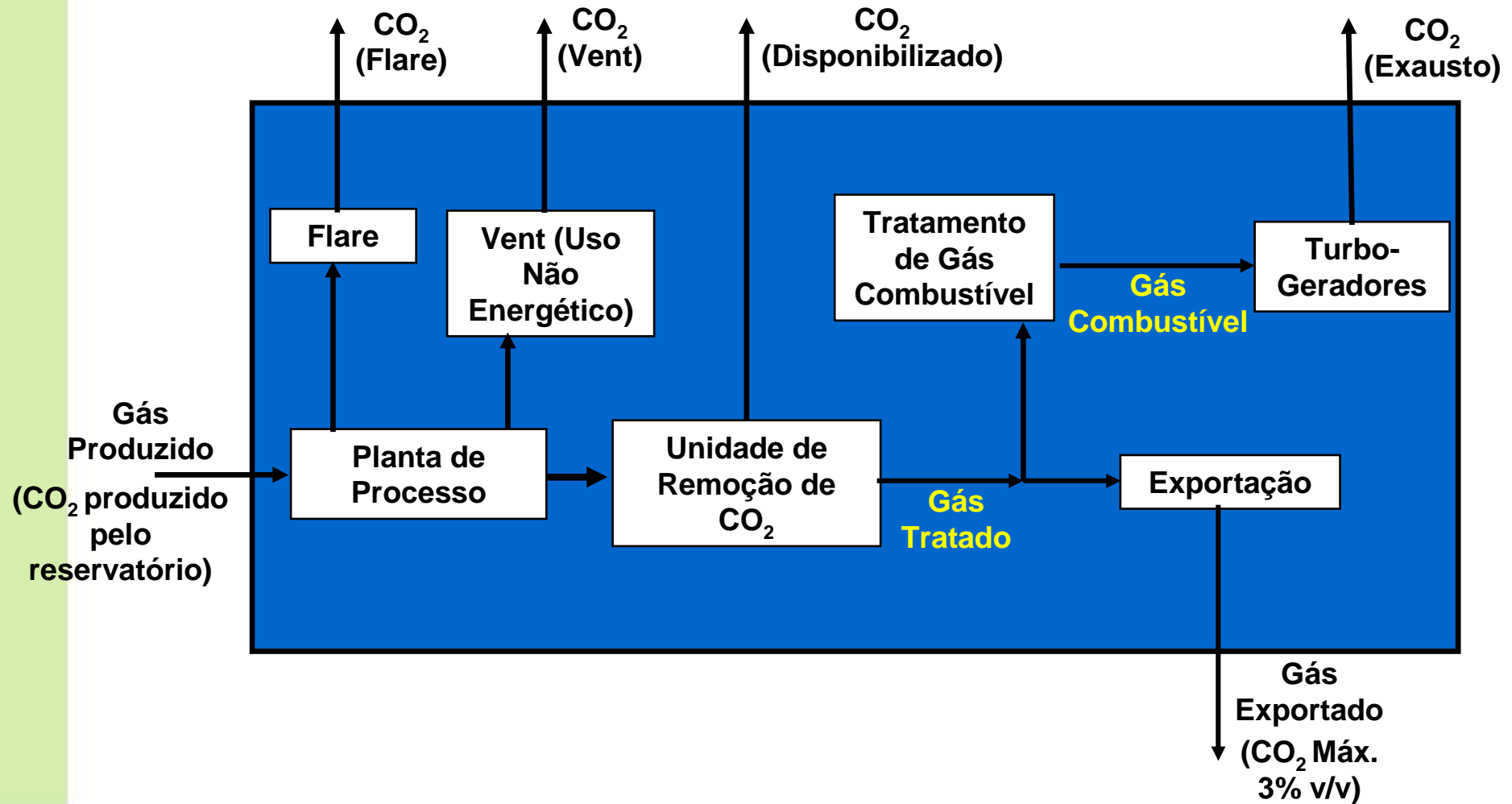
- Concentração de CO₂ nas correntes de entrada e saída
- Vazões
- Footprint
- Peso
- Turn Down
- Consumo de utilidades
- Operabilidade e manutenção
- Capex e Opex

No caso do Pre-sal as variáveis mais críticas:

- Peso
- Espaço

Tecnologias de separação de CO₂ Área do Pre-sal da Bacia de Santos

Esquema do processo



Tecnologias de transporte de CO2

Alternativas de transporte:

- Carbodutos
- Navios apropriados
- trens / Caminhões
- Em forma solida (hidrato ou gelo seco)



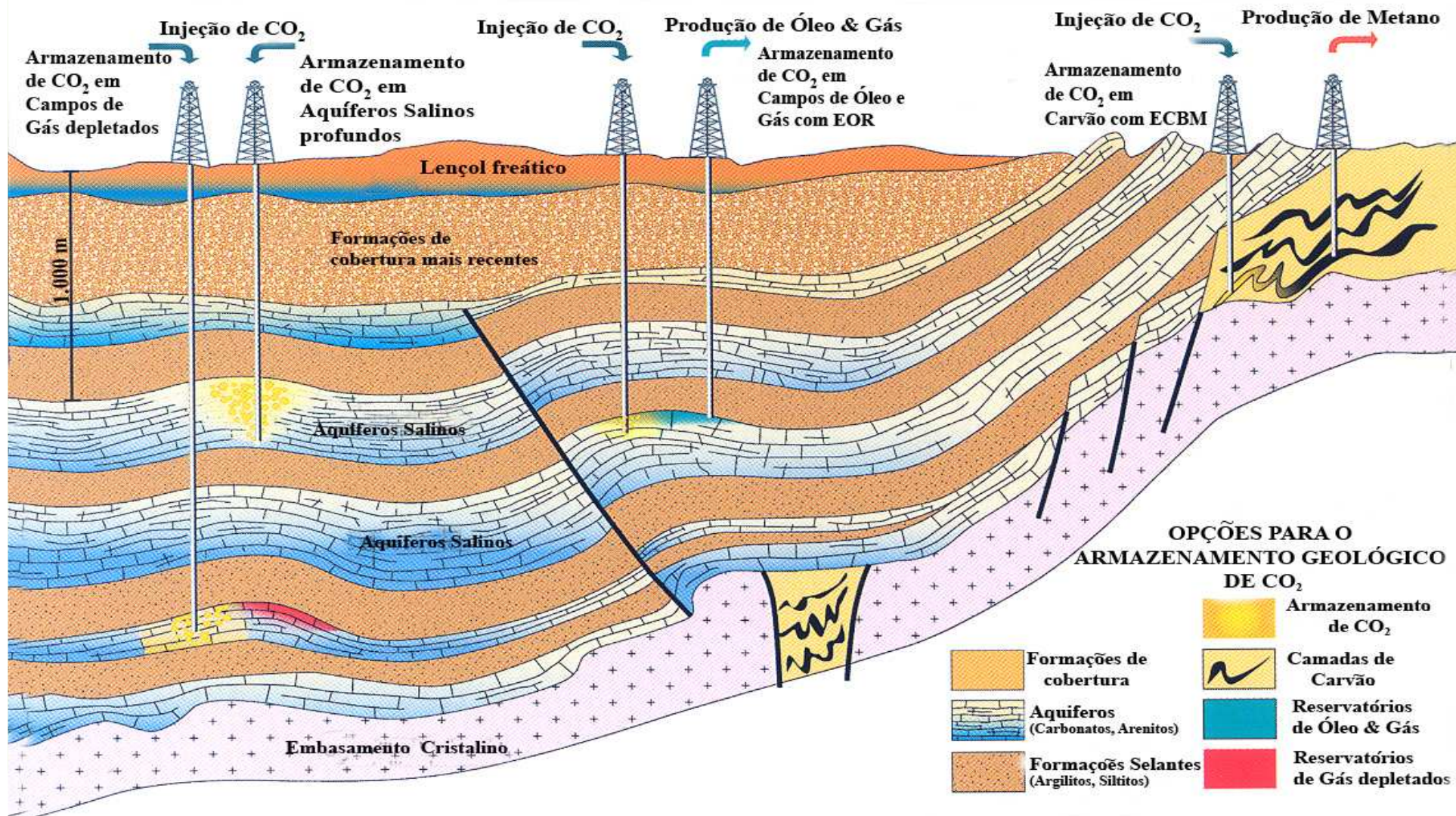
Os volumes e distancias envolvidas na área do Pre-sal sinalizam para:

-Carbodutos

Desafios no transporte de CO2:

- integridade dos materiais (ambiente corrosivo)
- garantia de escoamento (formação de hidratos e incrustações)

Alternativas para armazenamento geológico de CO₂



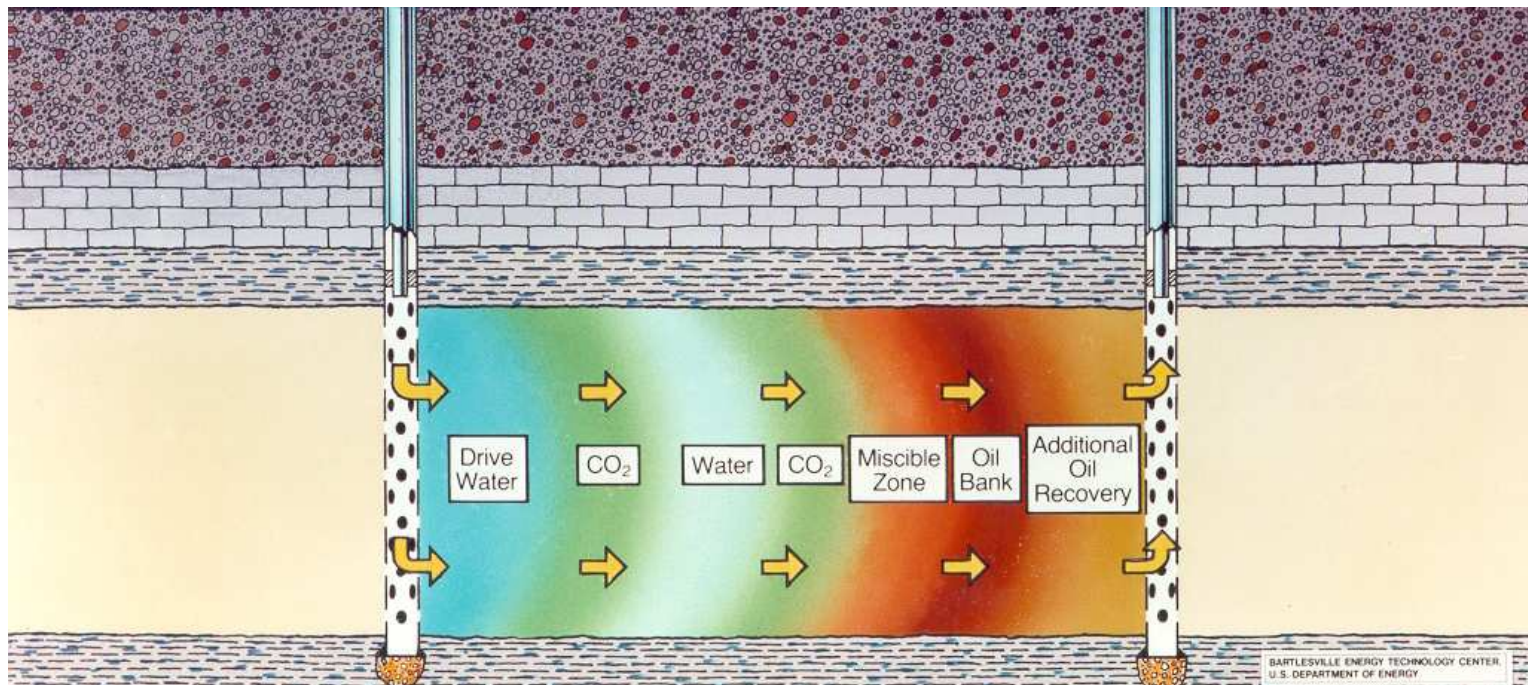
Alternativas de armazenamento geológico do CO₂ na área do Pre-sal da Bacia de Santos

Armazenamento geológico de CO₂:

- **EOR no Campo de Tupi**
- EOR em Campos de Óleo Pesado
- Campos Depletados de Gás
- Aquíferos Salinos
- Cavernas de Sal

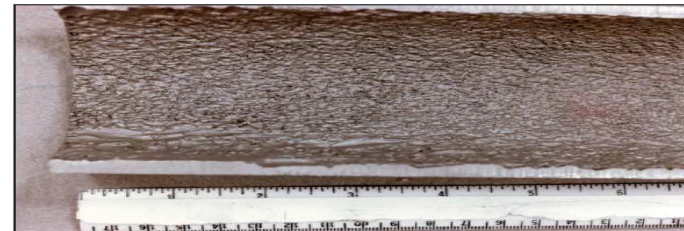
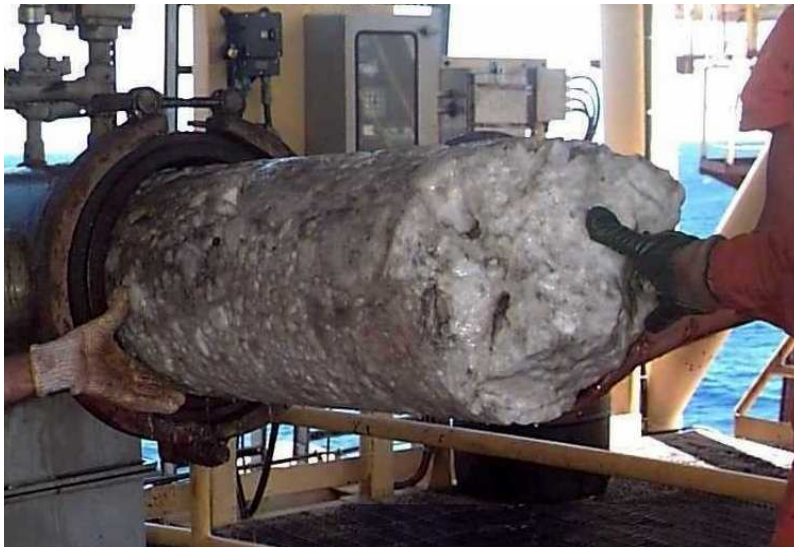
EOR no Campo de Tupi

- Tecnologia muito promissora para o campo de Tupi
- Potencial para aumentar o fator de recuperação em relação ao caso base de injeção de água
- A camada de sal funciona como um espesso selo

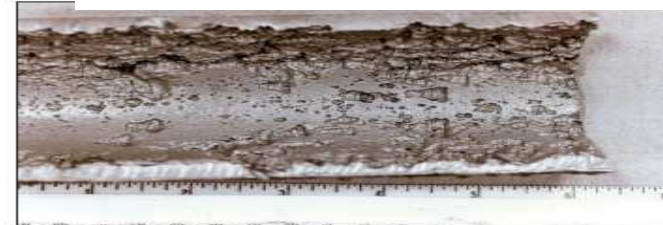


Aspectos a Serem Considerados ao se Injetar CO₂

- Deposição de Asfaltenos
- Garantia de Escoamento
- Integridade de Materiais e Equipamentos



se razão de corrosão > 0.10 mm/ano
→ corrosão localizada



CO₂ pode levar a problemas de deposição de asfaltenos:

Floculações de asfaltenos normalmente aparece pouco depois do breakthrough de CO₂. Estas partículas podem obstruir plungers, entupir cabeça de poços, tamponar tubulações, chokes, e linhas de produção e superfície.

Asfaltenos podem também depositar nos reservatórios, causando danos severos que podem inibir a produção.



Depósitos de asfaltenos em separador de superfície, campo de Prinos, Greece (Leontaritis, 1987)

Impactos da Injeção de CO₂ na Garantia de Escoamento

Risco de Deposição de Parafina

Injeção de CO₂ resulta em maiores RGO com risco de deposição de parafina na base do riser devido a baixas temperaturas (efeito J-T).

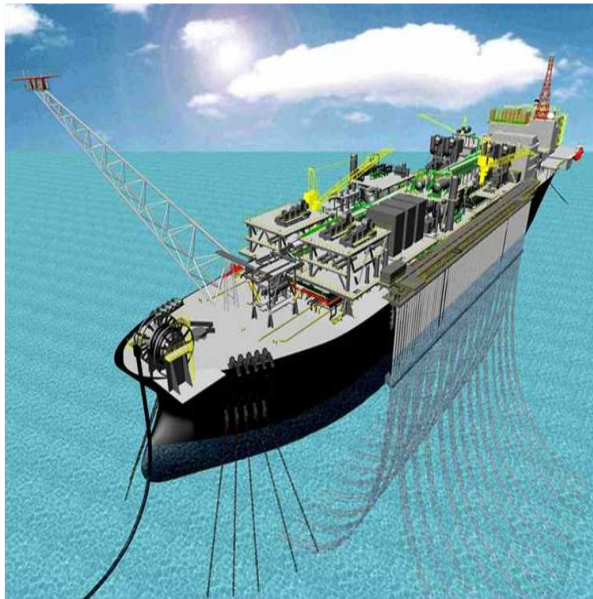
Solução: controle da produção (aumento da contra-pressão na superfície para diminuir os efeitos J-T)

Risco de Formação de Hidratos

Injeção de CO₂ diminuirá o risco de formação de hidratos devido a menores teores de água. Por outro lado, WAG aumentará o risco de formação de hidrato devido a combinação de gás, água e baixas temperaturas e altas pressões.

Solução: Processo de inibição e/ou controle da produção (vazões e contra-pressão) e isolamento adequado das linhas

Injeção de CO₂ como EOR → Risco de Corrosão e Erosão

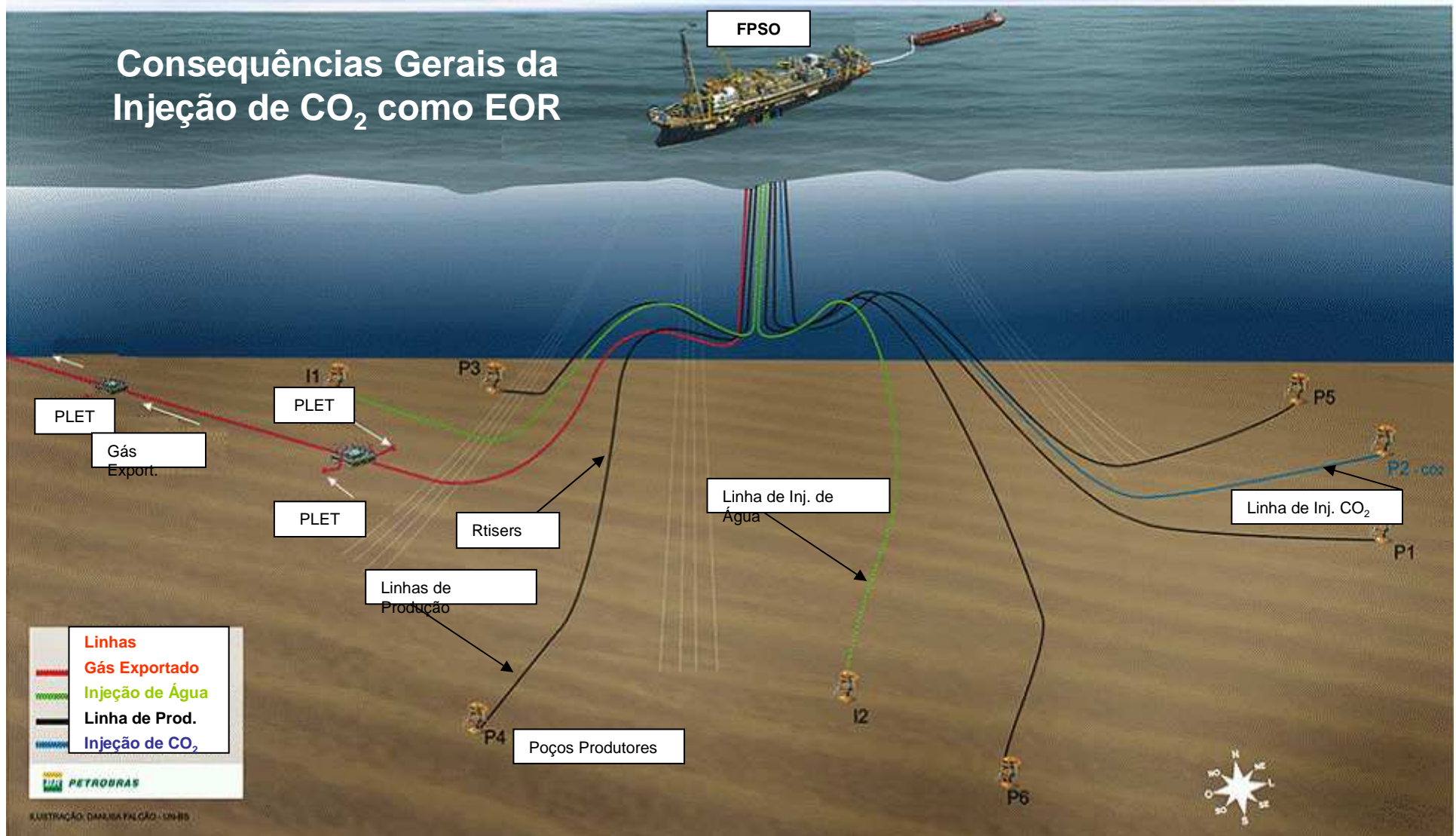


Possíveis Soluções para Garantia de Integridade

- Extensivo uso de ligas resistentes a corrosão (metalurgia)
- Planta para reduzir o CO₂ na linha de exportação de gás
- Necessidade de aumentar a planta de desidratação (para evitar corrosão nas linhas de exportação de gás)
- Tamanho de linhas para garantir limites erosionais

Integridade de Equipamentos e Linhas de Produção

Consequências Gerais da Injeção de CO₂ como EOR



Integridade de Materiais e Equipamentos

Linhas de Injeção de Água → Linha flexível → Sem influência

Linhas de Injeção de CO₂ Desidratado → Gasoduto de aço carbono → Sem influência

Linhas de Injeção de Água e Gás

- Linha flexível até o manifold para injeção de água
- Linha de aço até o manifold para injeção de gás
- Manifold em clad pipe ou aço inoxidável super duplex

Linhas de Produção e Risers

- Material mais nobre
- Calcular as curvas de fadiga com corrosão

Poços Produtores

- Material mais nobre

FPSO

- Uso intenso de ligas resistentes à corrosão
- Planta para reduzir o CO₂ no linha de gás de exportação
- Necessita de planta de desidratação com maior disponibilidade

Linhas de Injeção de CO₂

- Limites de erosão nas linhas devido aos altos RGOs

Linhas de Exportação de Gás

- Aço carbono, resistência a H₂S
- Pontos de monitoramento de corrosão

Armazenamento geológico de CO₂

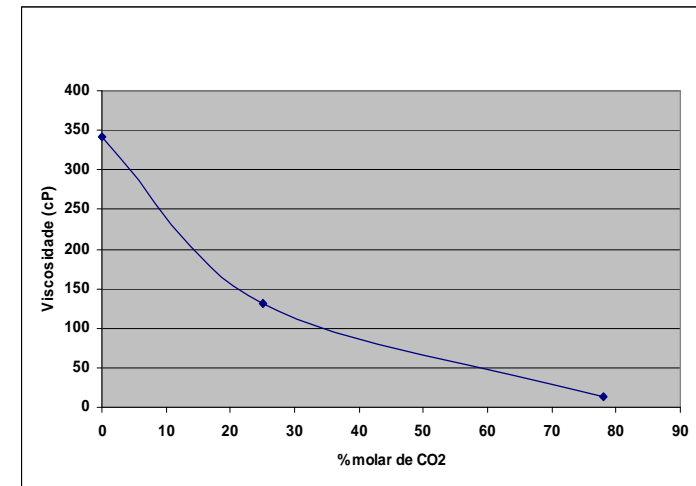
- EOR no Campo de Tupi
- **EOR em Campos de Óleo Pesado**
- Campos Depletados de Gás
- Aquíferos Salinos
- Cavernas de Sal

Conceitos Básicos

- Uso de CO₂ para melhorar a mobilidade do óleo
- Principais mecanismos
 - Significante redução da viscosidade do óleo
 - Inchamento do óleo
 - Provê energia ao sistema
- Tecnologia promissora como método imiscível em diversos campos de óleo pesado offshore

Mesmos problemas que em EOR miscível

- Deposição de asfaltenos
- Garantia de escoamento
- Integridade de materiais e equipamentos
- Viabilidade econômica



Armazenamento geológico de CO₂

- EOR no Campo de Tupi
- EOR em Campos de Óleo Pesado
- **Campos Depletados de Gás**
- Aquíferos Salinos
- Cavernas de Sal

Armazenamento em Campos Depletados de Gás

Conceitos Básicos

- CO₂ ocupa o espaço poroso ocupado previamente por gás natural
- Influxo natural de água pode ocupar entre 30 a 50% do espaço poroso

Problemas Antecipados

- Idade das facilidades
- Condições mecânicas dos poços
- Revamps podem não adequar as facilidades à aplicação
- Investimentos significativos em dutos, compressores e facilidades



Armazenamento geológico de CO₂

- EOR no Campo de Tupi
- EOR em Campos de Óleo Pesado
- Campos Depletados de Gás
- **Aquíferos Salinos**
- Cavernas de Sal

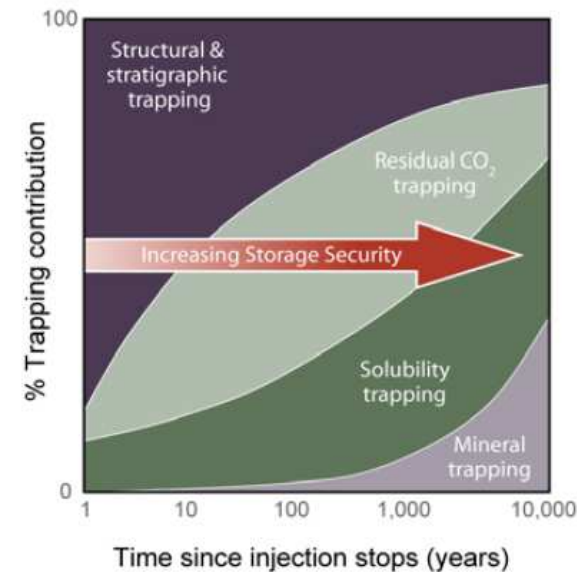
Armazenamento em Aquíferos Salinos Próximos

Critérios gerais para escolhas do aquífero

- Aquífero Salino
- Capacidade e injetividade adequadas
- Rocha selante competente
- Ambiente geológico estável

Mecanismos de trapeamento

- Estrutural e/ou estratigráfico
- Saturações residuais de CO₂
- Solubilidade em água
- Mineralização

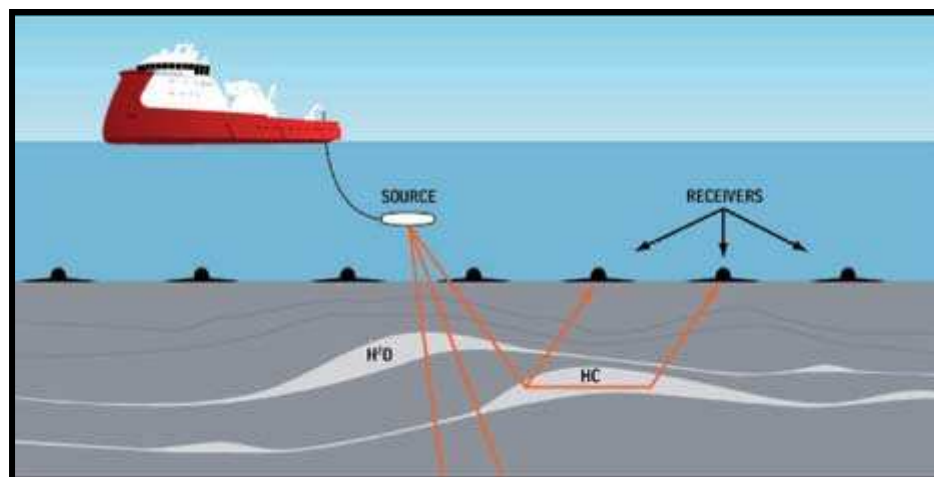


Armazenamento geológico de CO₂

- EOR no Campo de Tupi
- EOR em Campos de Óleo Pesado
- Campos Depletados de Gás
- Aquíferos Salinos
- **Cavernas de Sal**

Tecnologias para monitoramento do armazenamento geológico de CO₂

- O CO₂ armazenado, precisa ser **verificado e monitorado**
- As técnicas sísmicas e não sísmicas disponíveis precisam ser **validadas** para as condições do Pré-Sal ou necessitam de **avanços tecnológicos**.

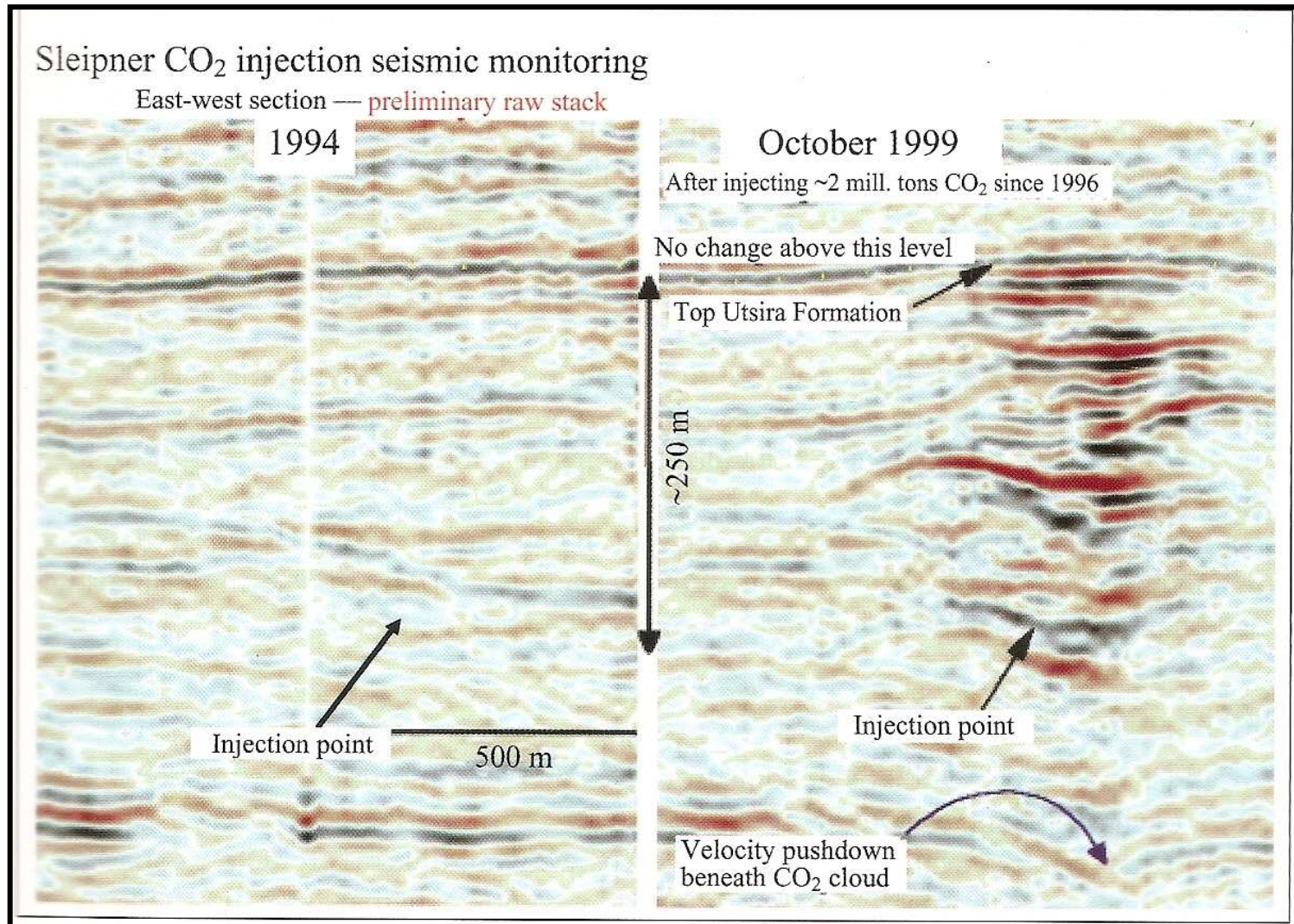


- Monitoramento **Sísmico** de CO₂
 - 4D
 - Multicomponente
 - Multiazimutal
 - Microsísmica
 - Rasa
- **Outros Métodos** de Monitoramento
 - Métodos Geofísicos não-Sísmicos
 - Métodos Geoquímicos
 - Outras Técnicas Complementares

TÉCNICAS NÃO SÍSMICAS COM POTENCIAL PARA MONITORAR SITES DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CO₂ OFFSHORE

TÉCNICAS DE MMV			MATURIDADE DA TÉCNICA
GRAVIMETRIA			Gravimetria de Superfície (<i>time lapse</i>)
			Gravimetria de Poço (<i>time lapse</i>)
MÉTODOS ELÉTRICOS E/OU ELETROMAGNÉTICOS			Eletromagnetometria de fundo oceânico
			Ressonância Magnética Nuclear
			Eletromagnetometria Intra-poços
			Tomografia de Resistividade Elétrica Intra-poços
GEOQUÍMICA	Fluidos	Poços ou Fontes	Medições de pH
			Traçadores
			Isótopos Estáveis e Gases Nobres
			Química de Fluidos de Poço
	Gases	Marinho	Química de Água do Mar
			Química de Bolhas
			Sedimentos
ECOSSISTEMAS			Estudos de ecossistemas
OUTROS			Medição de pressão e temperatura no poço
			Tiltímetro de poço
			Perfilagem de Poço
			Nanosensores
			Sensores em Fibra Óptica
TÉCNICAS DE APOIO			MATURIDADE DA TÉCNICA
ROV			Madura-demonstrada p/CO ₂
AUV			

Monitoramento de CO₂ - Sísmica 4D



- Pré-Sal da Bacia de Santos
- Os Desafios do Pre-sal
- Panorama sobre CCGS
- Tecnologias de CCGS no cenário do Pre-sal
- **Conclusões**

- A Petrobras possui uma experiência mundialmente reconhecida em águas profundas para enfrentar os desafios técnicos e comerciais para a avaliação e desenvolvimento do Pré-Sal;
- Um novo paradigma será estabelecido para a concepção aplicada ao Pré-Sal na Bacia Santos Pré-Sal para o desenvolvimento da produção e apoio logístico;
- O Pré-Sal iniciará a produção comercial em 2010, crescendo rapidamente sua produção nos anos seguintes, alcançando uma significativa contribuição para a produção de óleo e gás da Petrobras para toda a próxima década, conforme será anunciado na próxima revisão do nosso Plano Estratégico.
- A companhia está assumindo uma postura pró-ativa na busca de uma maior eficiência energética e minimização da emissão de GEE, especialmente no que tange o desenvolvimento do Pré-Sal