

4º Fórum Senado Debate Brasil

Nova Fronteira do Petróleo: Os Desafios do Pré-Sal

Paulo César Ribeiro Lima
Consultor Legislativo da Câmara dos Deputados

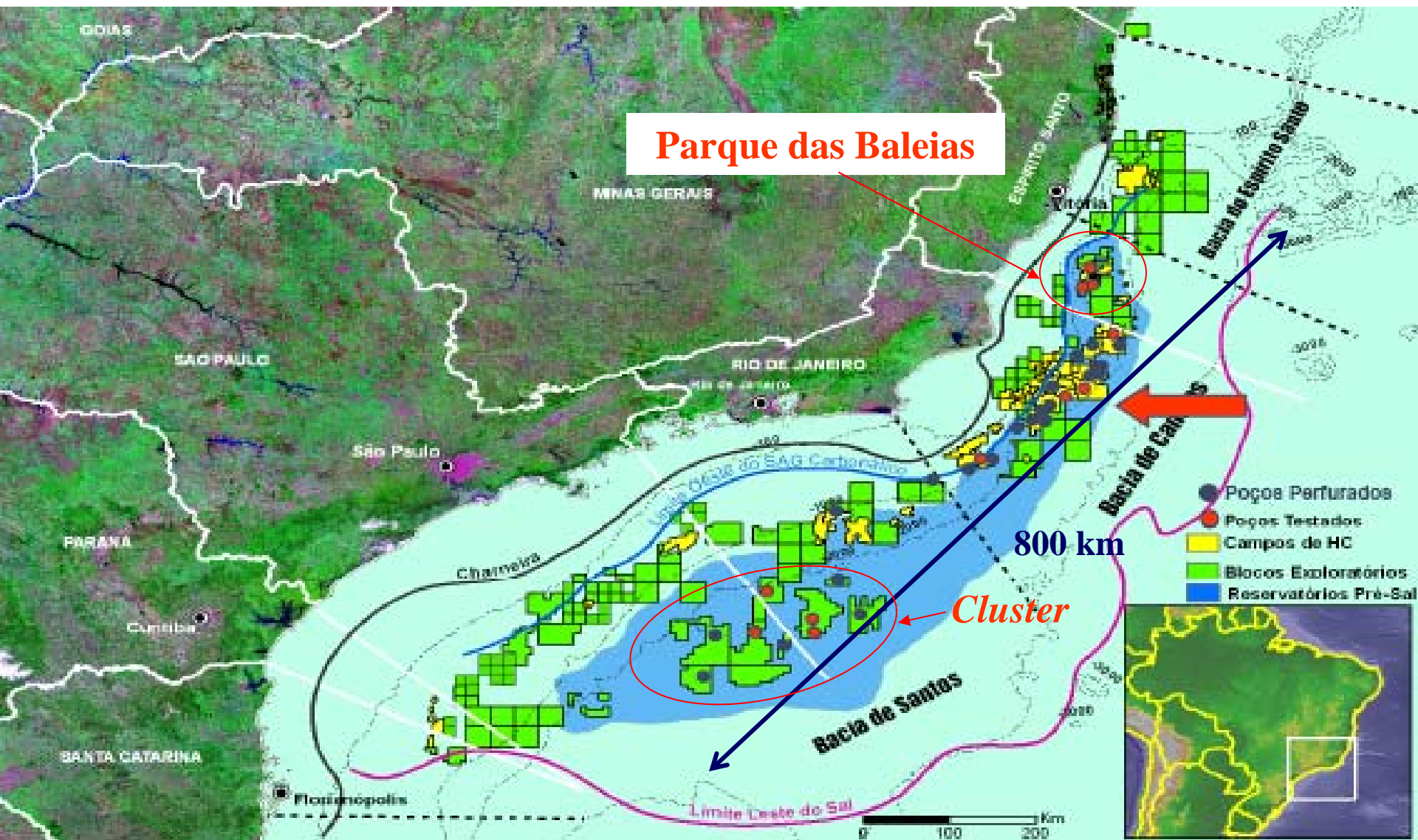
Brasília, 3 de dezembro de 2008

Terra há 122 milhões de anos



122 Milhões
de anos atrás

Blocos licitados e possível província do pré-sal



Fonte: NEPOMUCENO, Francisco. **Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal.** Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL

- ▶ Poços estão localizados a mais de 5 mil metros de profundidade
- ▶ Perfuração exige alta tecnologia e conhecimento do ambiente corrosivo
- ▶ Campo de Tupi inicia produção-teste em março de 2009

A descoberta do pré-sal, faixa que se estende ao longo de 800 quilômetros entre o Espírito Santo e Santa Catarina, trouxe diversos desafios para a Petrobras. Afinal, o petróleo encontrado nessa área está a profundidades que superam os 5 mil metros, abaixo de uma extensa camada de sal. O campo de Tupi, o principal do pré-sal, tem uma reserva estimada entre 5 bilhões e 8 bilhões de barris de petróleo, uma das maiores descobertas do mundo dos últimos anos. Chegar até esse óleo e trazê-lo para as plataformas são tarefas que exigem conhecimento e tecnologia.

A Petrobras é uma das empresas pioneiras em perfuração profunda, com décadas de experiência na operação dos campos brasileiros. Para ampliar esse trabalho, foi criado no ano passado o Prosal (Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios Pré-sal). "A profundidade é elevada, os custos e o tempo de perfuração também. O sal causa tensões que podem fazer um poço se fechar", explica o geólogo Cristiano Sombra, coordenador do Prosal. A empresa já realizou a extração do primeiro óleo no Campo de Jubarte, no Espírito Santo. Mas a primeira produção-teste em Tupi só deverá ser feita em março de 2009.

▶ VOCÊ SABIA?

Estima-se que as rochas-reservatórios de petróleo do pré-sal estejam ali há mais de 110 milhões de anos, quando a África e a América do Sul se separaram (os continentes formavam um só bloco de terra: o chamado Pangeia). Na ruptura deste continente se formou um lago onde se depositou a matéria orgânica, que gerou o petróleo, e o sal. Esta espessa camada formada há milhões de anos impediu que o petróleo subisse até níveis mais próximos da superfície.



0 até 2 200 m

2 200 até 3 000 m

3 000 até 5 000 m

Depois dos 5 000 m

PÓS-SAL

SAL

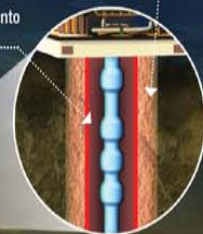
PRÉ-SAL

2 AJUSTE DA TEMPERATURA

O petróleo sai da rocha muito quente e pode formar precipitações ao entrar nas linhas flexíveis que estão em contato com o mar gelado. Para evitar problemas no fluxo, técnicos pesquisam produtos químicos que inibam e dissolvam as precipitações, além do aquecimento das linhas.

Árvore-de-natal

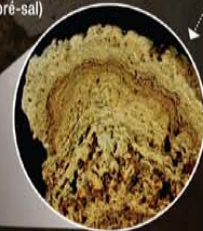
Revestimento de aço



3 CUSTOS, TEMPO E CONHECIMENTO

O primeiro poço do pré-sal demorou meses para ser perfurado e custou US\$ 200 milhões. Pesquisadores investem no estudo das rochas-reservatórios, ainda pouco conhecidas, para diminuir o tempo de perfuração e os custos de produção. As pesquisas são sobre formas de posicionar os poços de acordo com a geometria das rochas.

Rochas carbonáticas (rocha-reservatório do pré-sal)



RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

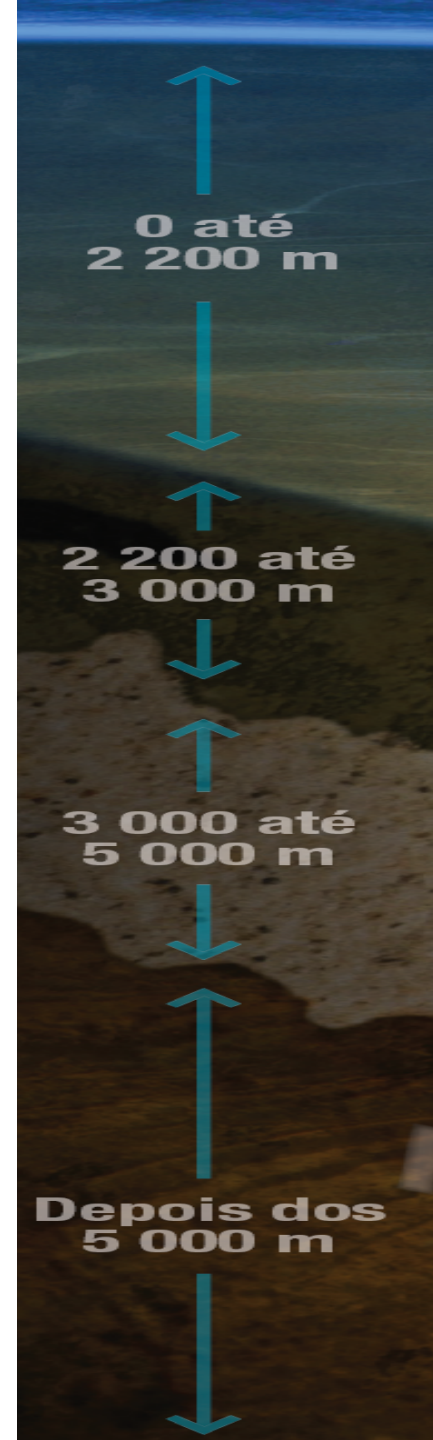
A descoberta do pré-sal, faixa que se estende ao longo de 800 quilômetros entre o Espírito Santo e Santa Catarina, trouxe diversos desafios.

O petróleo encontrado nessa área está a profundidades que superam os 5 mil metros, abaixo de uma extensa camada de sal.

Chegar até esse óleo e trazê-lo para as plataformas são tarefas que exigem conhecimento e tecnologia.

A Petrobras é uma das empresas pioneiras em perfuração profunda, com décadas de experiência na operação dos campos brasileiros.

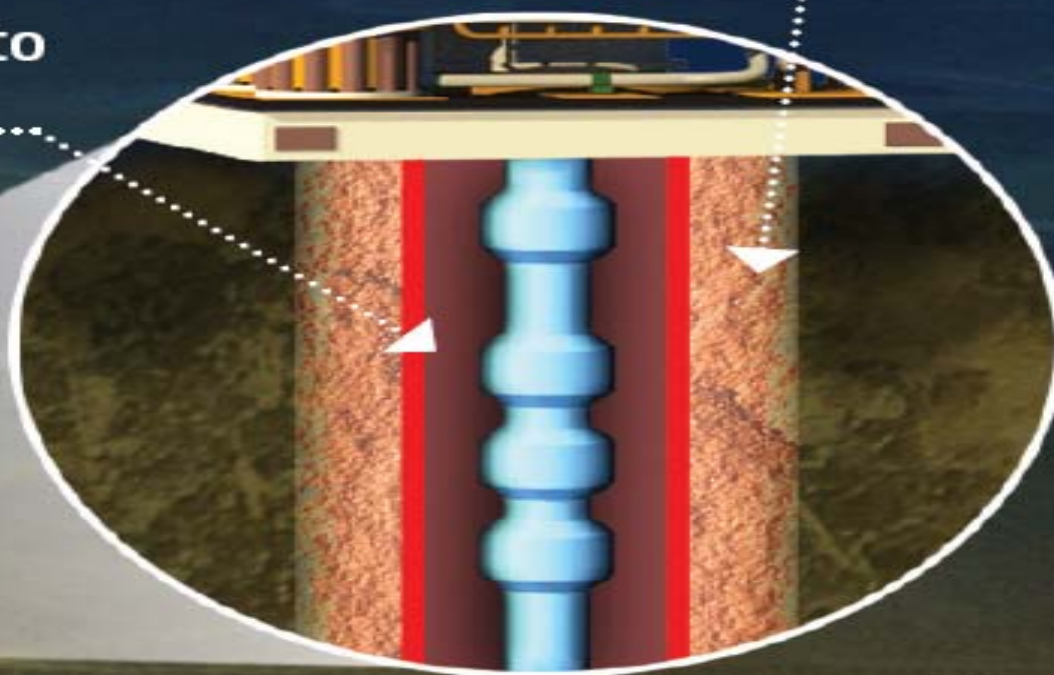
Para ampliar esse trabalho, foi criado o Prosal (Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios Pré-sal).



1 PESQUISA DE MATERIAIS

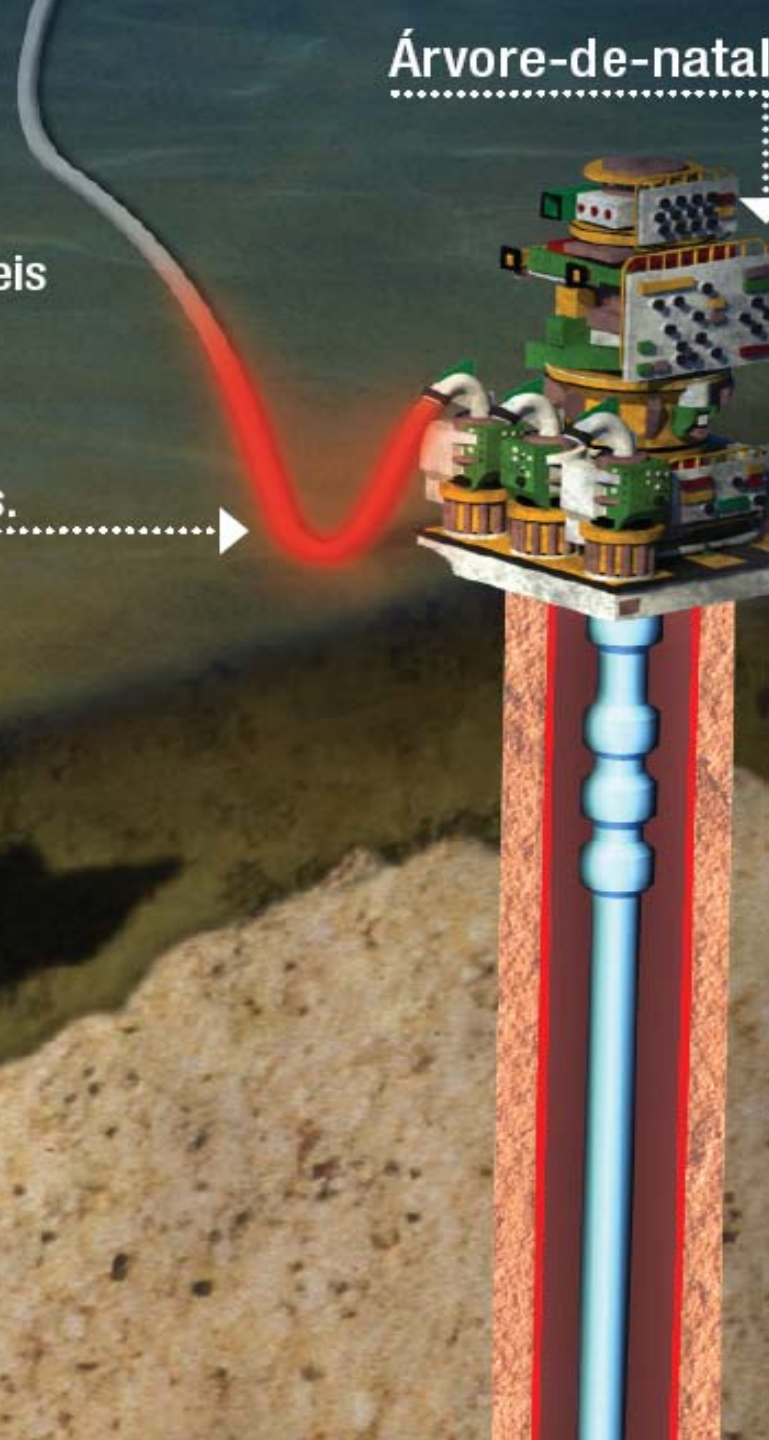
Conforme o sal é perfurado, ele pode exercer tensões muito grandes a ponto de fechar um poço. Por isso, é preciso descer fortes revestimentos de aço depois das perfurações. O espaço entre o revestimento e a rocha também deve ser preenchido com um **cimento especial**.

Revestimento
de aço



2 AJUSTE DA TEMPERATURA

O petróleo sai da rocha muito quente e pode formar precipitações ao entrar nas linhas flexíveis que estão em contato com o mar gelado. Para evitar problemas no fluxo, técnicos pesquisam produtos químicos que inibam e dissolvam as precipitações, além do **aquecimento** das linhas.



3 CUSTOS, TEMPO E CONHECIMENTO

O primeiro poço do pré-sal demorou meses para ser perfurado e custou US\$ 200 milhões. Pesquisadores investem no estudo das rochas-reservatórios, ainda pouco conhecidas, para diminuir o tempo de perfuração e os custos de produção. As pesquisas são sobre formas de posicionar os poços de acordo com a **geometria das rochas**.

Rochas carbonáticas
(rocha-reservatório
do pré-sal)



O primeiro poço custou US\$ 240 milhões e levou um ano para ser finalizado. “Os últimos foram feitos em 60 dias, a um custo de US\$ 60 milhões. E este custo vem caindo”, assegura o diretor de Exploração e Produção da Petrobras, Guilherme Estrella. “Isso mostra que estamos aprendendo”, conclui.

Fonte: Revista Química e Derivados Edição nº 475 - Julho de 2008.

Bacia de Santos

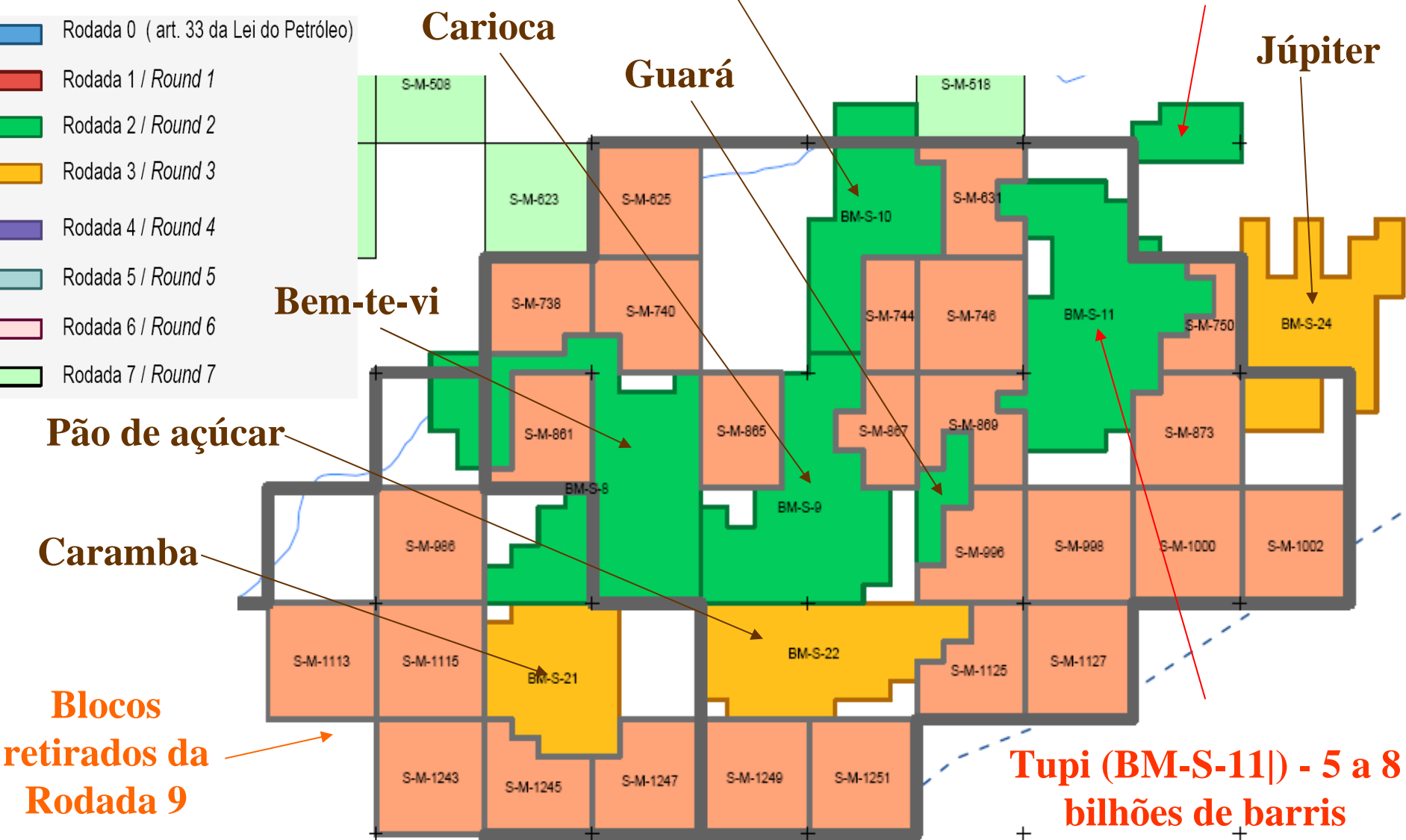


Cluster da Bacia de Santos



Blocos retirados da Rodada 9

- Rodada 0 (art. 33 da Lei do Petróleo)
- Rodada 1 / Round 1
- Rodada 2 / Round 2
- Rodada 3 / Round 3
- Rodada 4 / Round 4
- Rodada 5 / Round 5
- Rodada 6 / Round 6
- Rodada 7 / Round 7



Iara (BM-S-11) - 3 a 4 bilhões de barris

Júpiter

Guará

Carioca

Parati

Bem-te-vi

Pão de açúcar

Caramba

Blocos retirados da Rodada 9

Tupi (BM-S-11) - 5 a 8 bilhões de barris

Fonte: Mapa da nona rodada de licitações elaborado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

- **Aparentemente, a ANP não queria retirar os 41 blocos do pré-sal da Rodada 9**
- **Aparentemente, a Petrobras queria retirar esses 41 blocos**
- **O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução nº 6/2007, retirou os blocos**
- **A decisão do CNPE foi baseada em que informações?**
- **Quem, de fato, tem as informações sobre o pré-sal?**
- **Conforme inciso III do art. 4º da Lei nº 10.487, compete à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos**
- **A EPE tem assumido a realização de inventários de potencial hidráulico**
- **A quem caberia os “inventários petrolíferos”? EPE, ANP, CPRM etc**

a) O 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**

b) Estimativas sobre a nova província petrolífera do pré-sal:

- Área total: 122.000 km²
- Área já concedida: 41.000 km² (cerca de 38%)
- Área não concedida: 71.000 km² (cerca de 62%)
- Área c/ participação Petrobras: 35.000 km² (cerca de 31%)

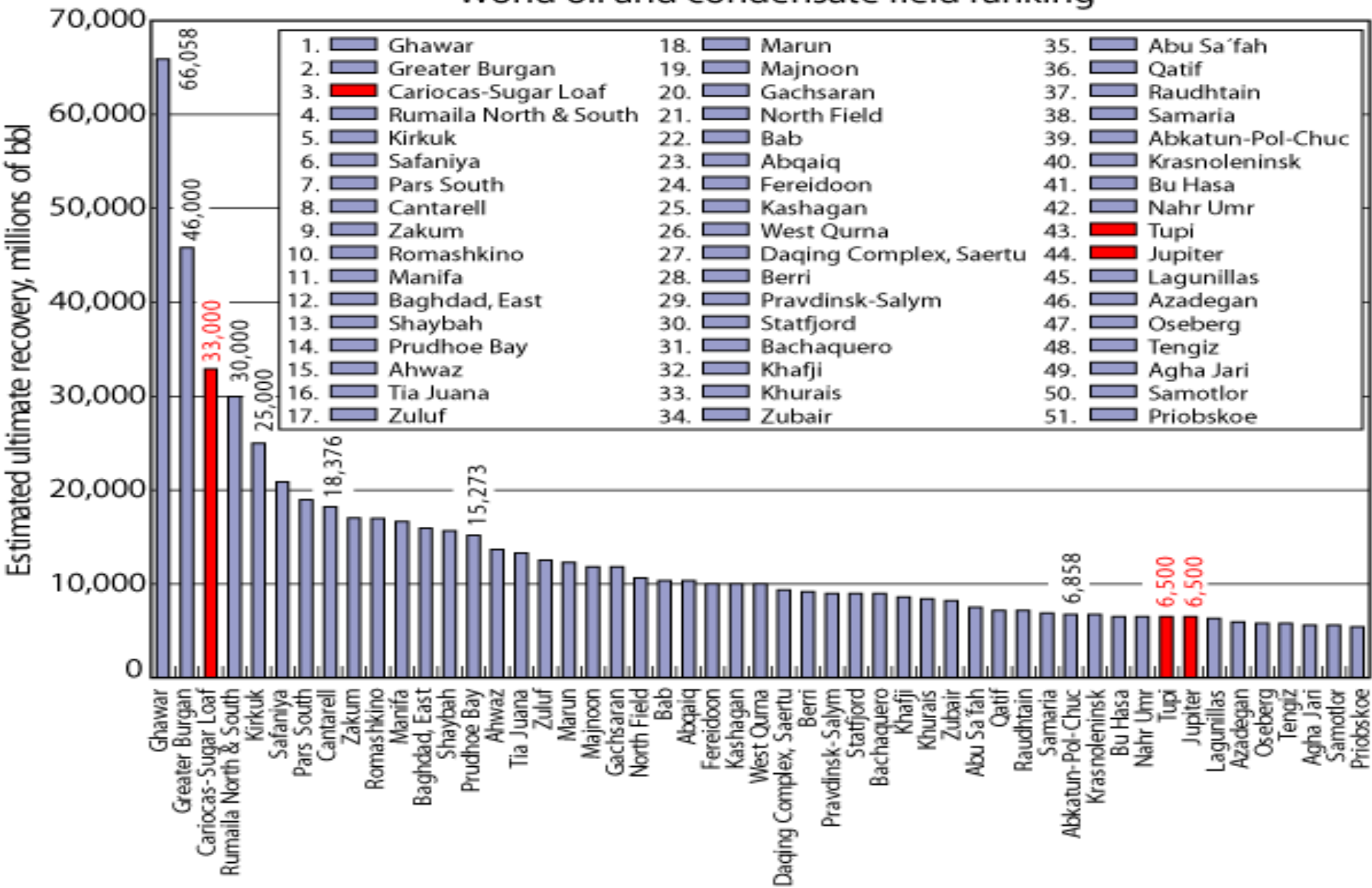
Consórcios importantes do *cluster*

Bloco	Appraisal Plan	Consortium
BM-S-8		BR (66%), SHELL (20%), PETROGAL (14%)
BM-S-9	SPS-50 Area	BR (45%), BG (30%), REPSOL (25%)
BM-S-10	RJS-617 Area	BR (65%), BG (25%), PARTEX (10%) Parati
BM-S-11	RJS-628 Area	BR (65%), BG (25%), PETROGAL (10%)
BM-S-17		BR (100%)
BM-S-21		BR (80%), PETROGAL (20%)
BM-S-22		ESSO (40%), AMERADA (40%), BR (20%)
BM-S-24		BR (80%), PETROGAL (20%)
BM-S-42		BR (100%)
BM-S-50		BR (60%), BG (20%), REPSOL (20%)
BM-S-52		BR (60%), BG (40%)

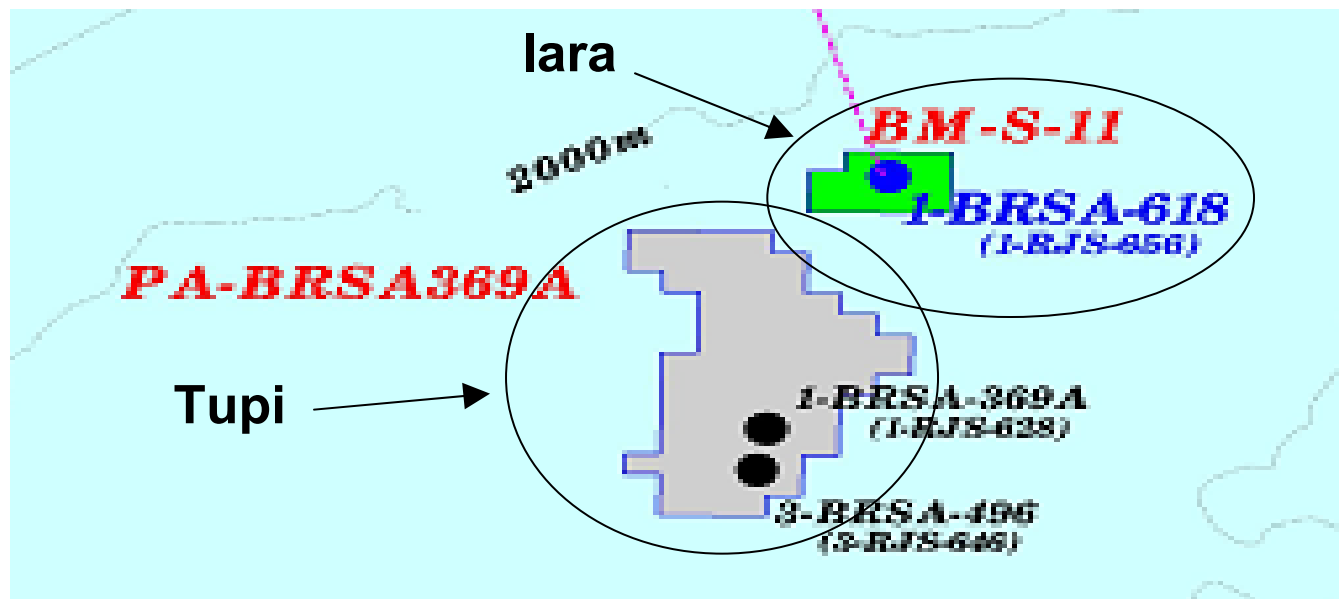
Bem-te-vi **Carioca** **Parati**
Júpiter **Pão de açúcar** **Caramba** **Tupi e Iara (8 a 12 bilhões de barris)**

Obs.: as atuais reservas brasileiras são de 14 bilhões de barris

World oil and condensate field ranking



Fonte: BERMAN, Arthur. **Three super-giant fields discovered in Brazil's Santos Basin.** World Oil, Vol. 229 n° 2. Fevereiro de 2008.



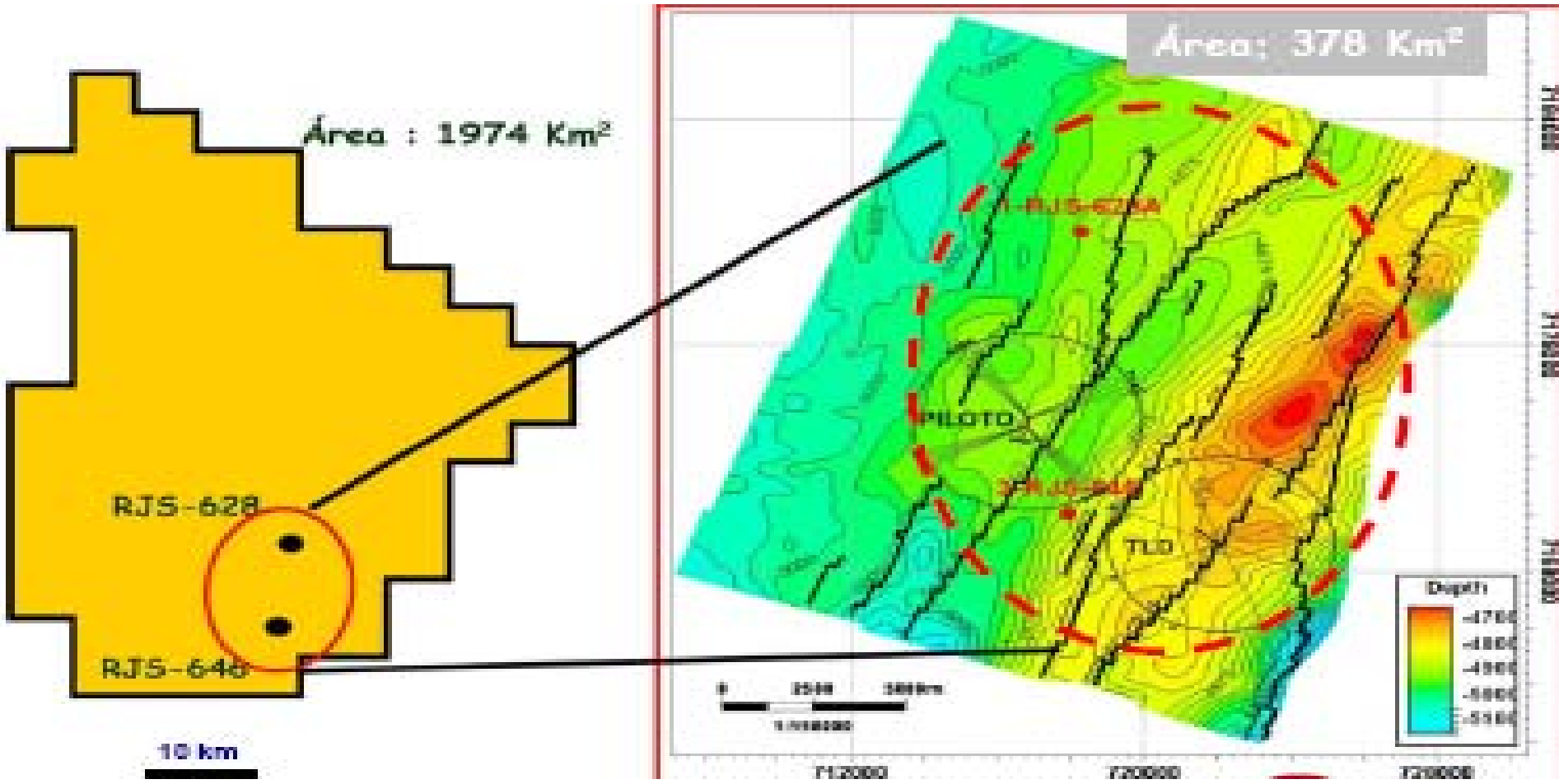
Iara (BM-S-11) - 3 a 4 bilhões de barris

Tupi (BM-S-11) - 5 a 8 bilhões de barris

- O Presidente da Petrobras, no encerramento da Rio Oil & Gas 2008, afirmou: **"Dadas as informações que temos hoje, achamos que, provavelmente, em Tupi estaremos contidos dentro do bloco, e em Iara, provavelmente estaremos fora do bloco"**

- O Gerente-Geral de Novos Projetos de E&P da Petrobras informou, após apresentação no XII Congresso Brasileiro de Energia, que a União deve ser detentora de 50% do volume de petróleo e gás da camada pré-sal

- Necessidade de unitização envolvendo áreas não licitadas e de criação de uma empresa pública federal para representar os interesses da União



Fonte: FORMIGLI, José. Santos Basin Pre-Salt Cluster. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

Teste em poço exploratório perfurado na área de Tupi

⇒ **Poço: 1-RJS-628A (vertical)**

⇒ **Lâmina d'água: 2.140 m**

⇒ **Espessura da camada de sal: 2.000 m**

⇒ **Profundidade do reservatório: 6.000 m**

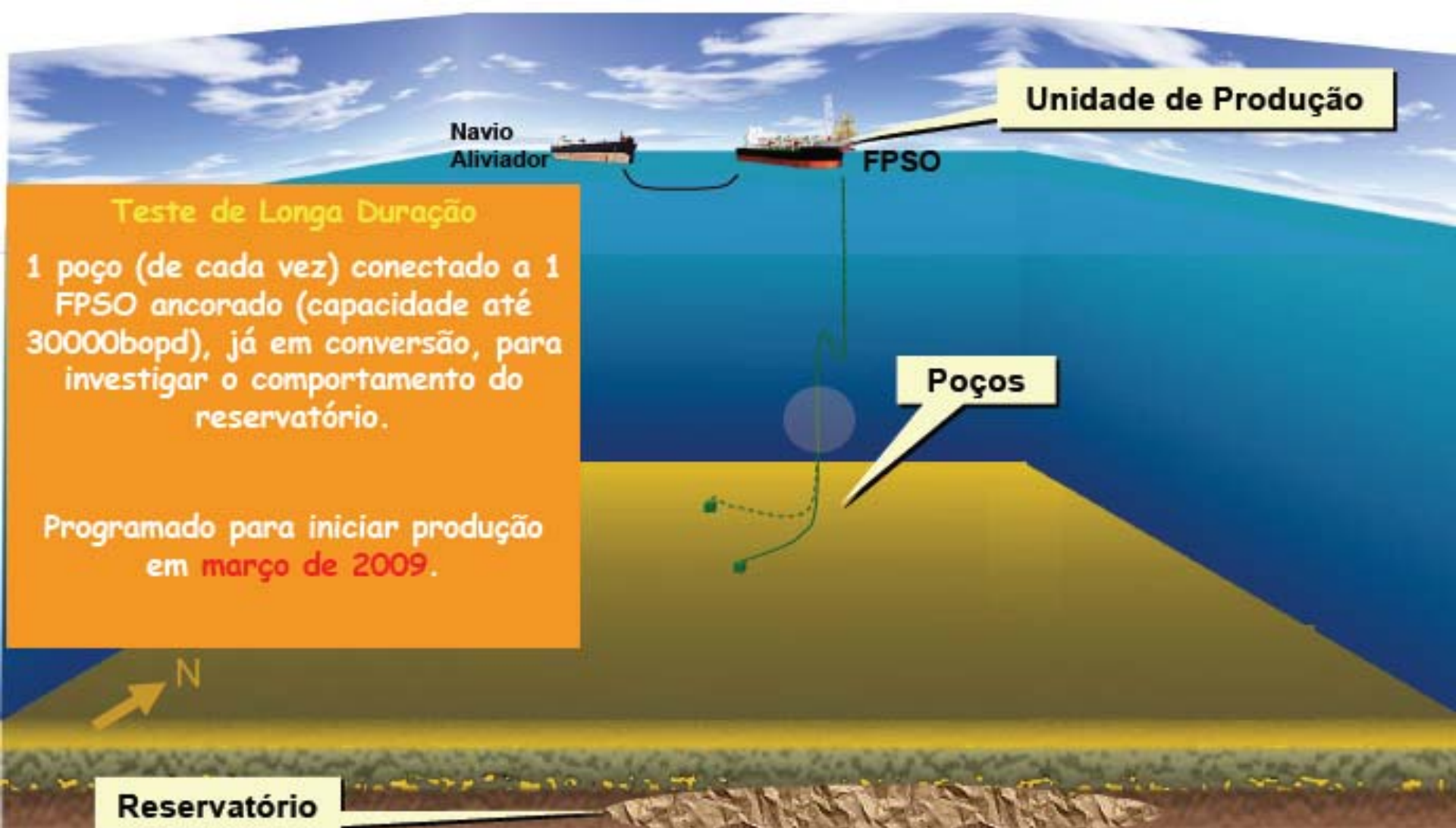
⇒ **Espessura do reservatório: 90 m**

⇒ **Reservatório de alto índice de produtividade (carbonato)**

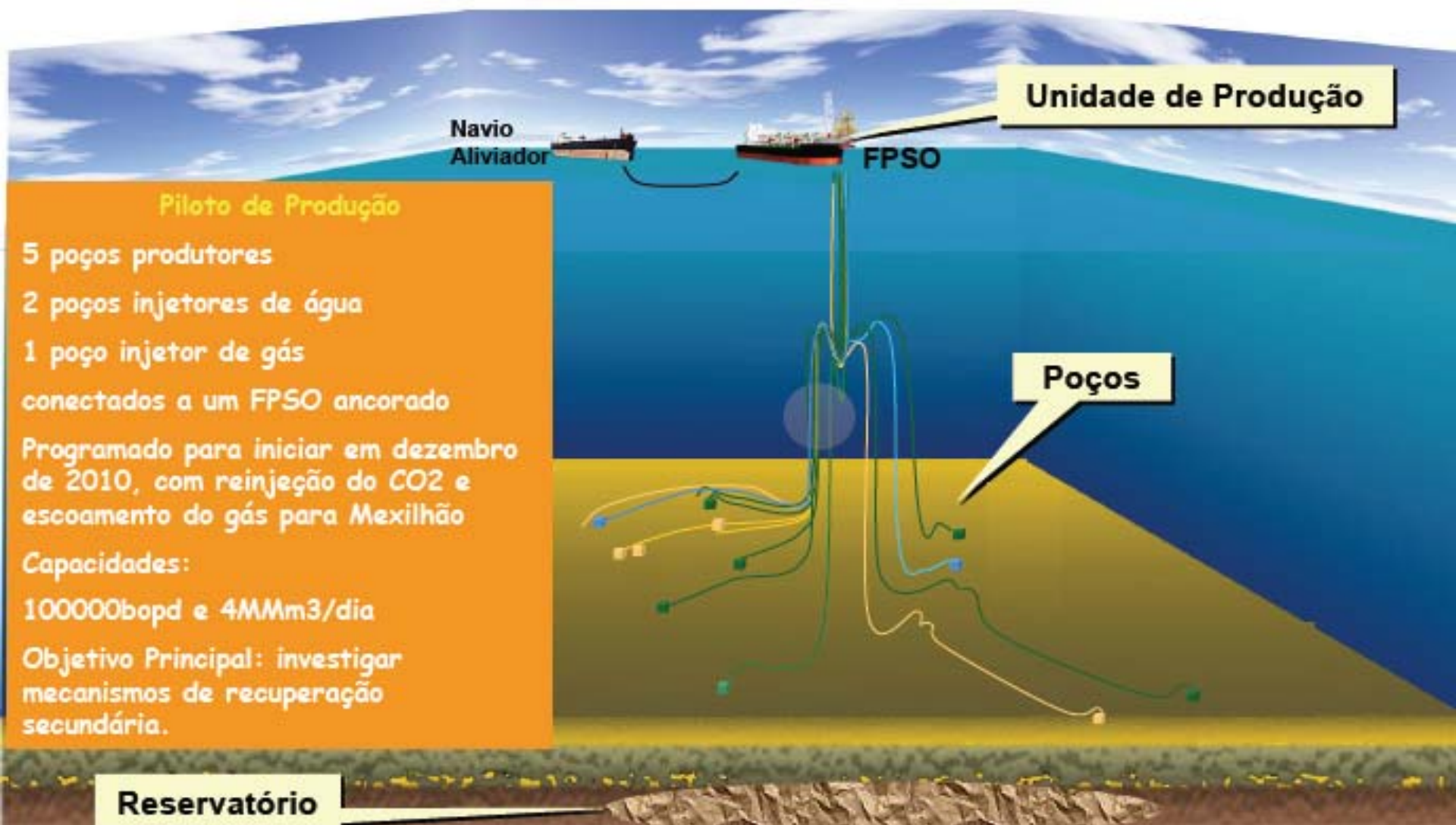
⇒ **Vazão de 4.900 barris de petróleo e 150 mil m³ de gás natural por dia**

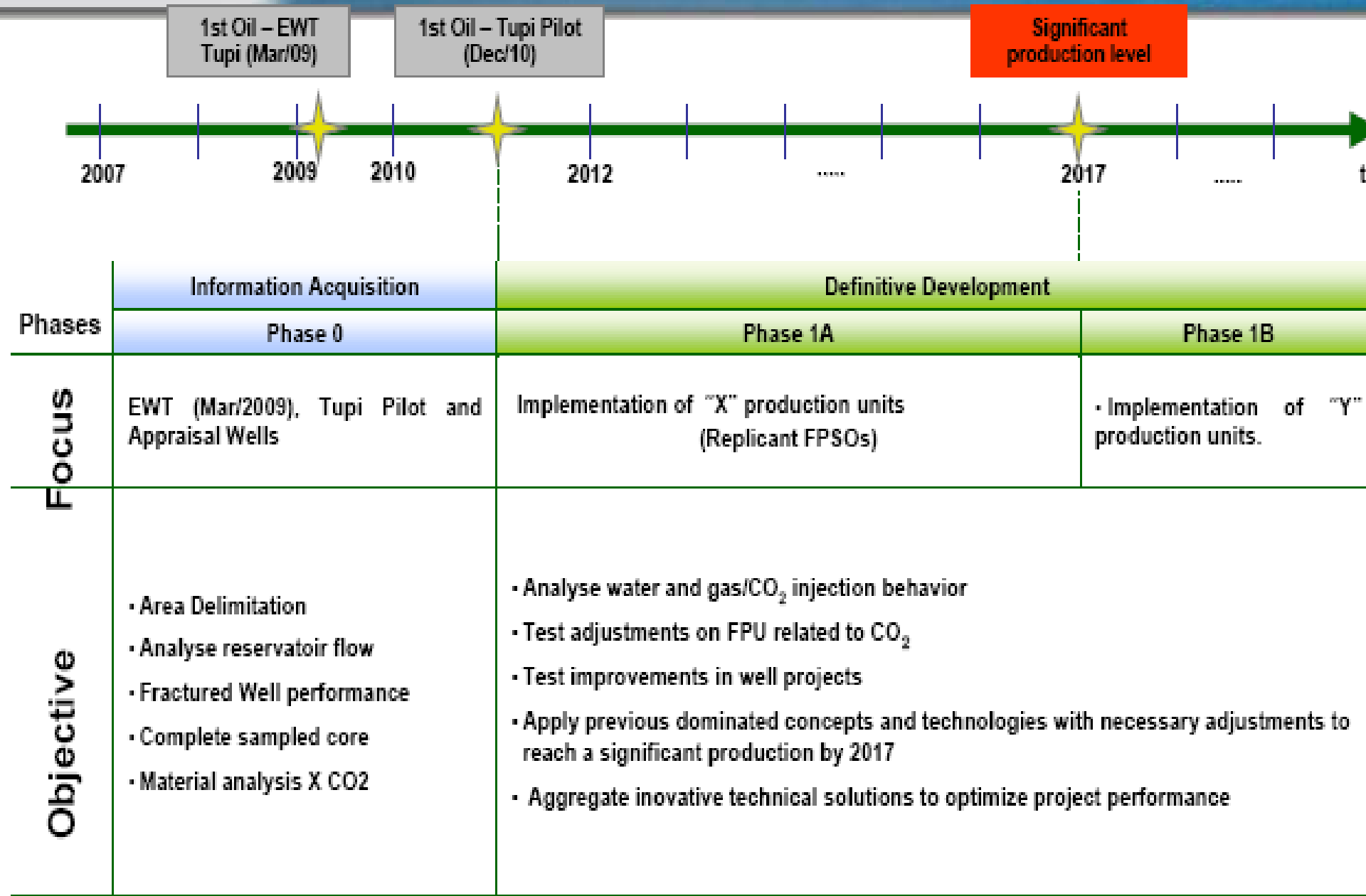
⇒ **Abertura de 5/8 de polegada**

Teste de longa duração na área de Tupi



Piloto de produção da área de Tupi





Fonte: FORMIGLI, José. **Santos Basin Pre-Salt Cluster**. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

Parque das Baleias

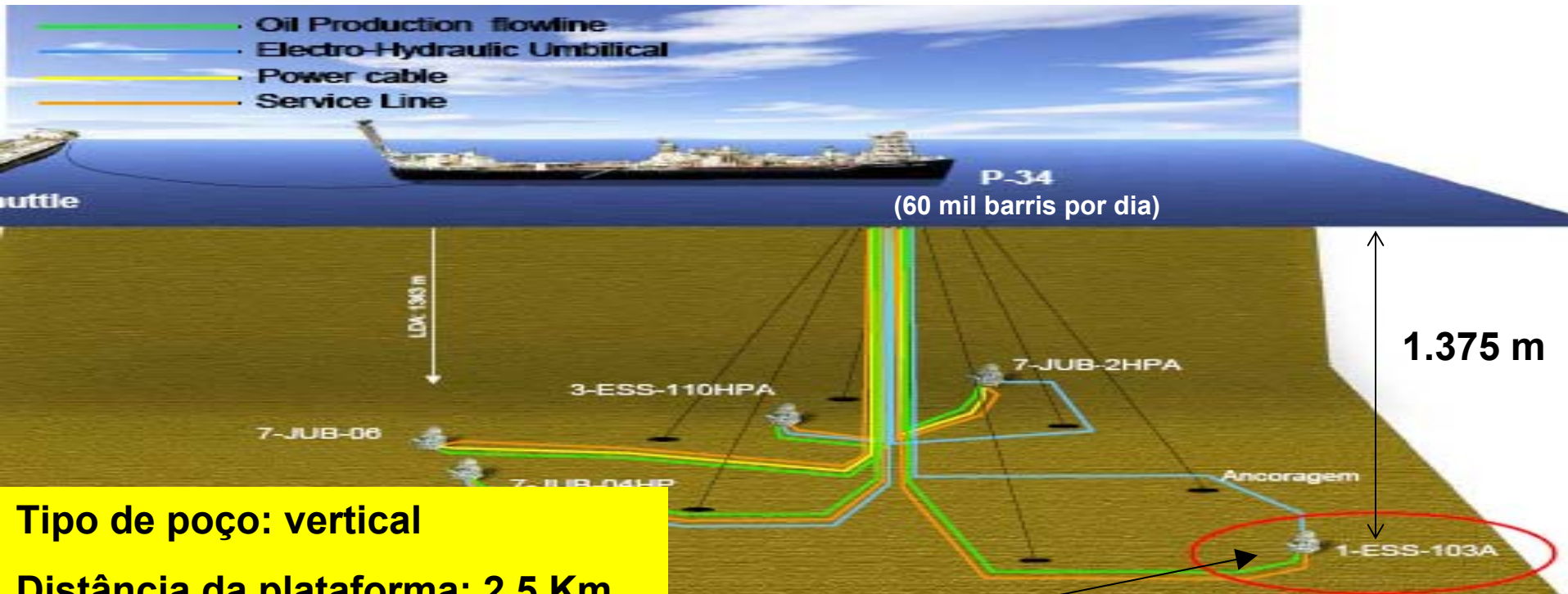
Estimativa de volume de petróleo recuperável:

- reservatórios da camada pré-sal: 1,5 a 2 bilhões de barris
- reservatórios da camada pós-sal: 2 bilhões de barris



Fonte: NEPOMUCENO, Francisco. **Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal**. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

Poço do pré-sal 1-ESS-103A



Tipo de poço: vertical

Distância da plataforma: 2,5 Km

Produção: 18 mil bpd

Distância do nível do mar até o reservatório: ~ 4.500 m

Densidade: 30° API

Fonte: FORMIGLI, José. **Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges**. Energy Conference, Miami. Novembro de 2007.

Dados dos poços do pré-sal no Parque das Baleias

- Descobertas feitas em reservatórios do pré-sal abaixo dos campos de óleo pesado de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte;**
- Volume recuperável estimado abaixo do sal: de 1,5 a 2 bilhões de barris de óleo equivalente (boe);**
- Os poços 6-BFR-1-ESS e 6-BAZ-1DB-ESS foram perfurados a cerca de 80 quilômetros da costa e a 5 e 6 km a norte e a sul, respectivamente, do poço descobridor 1-ESS-103A;**
- Camada de sal de até 700 metros e lâminas d'água de 1.348 e 1.426 m;**
- Reservatórios estão entre 4.200 e 4.800 metros de profundidade a partir do nível do mar;**
- Espessuras porosas com óleo de 190 e 300 metros.**

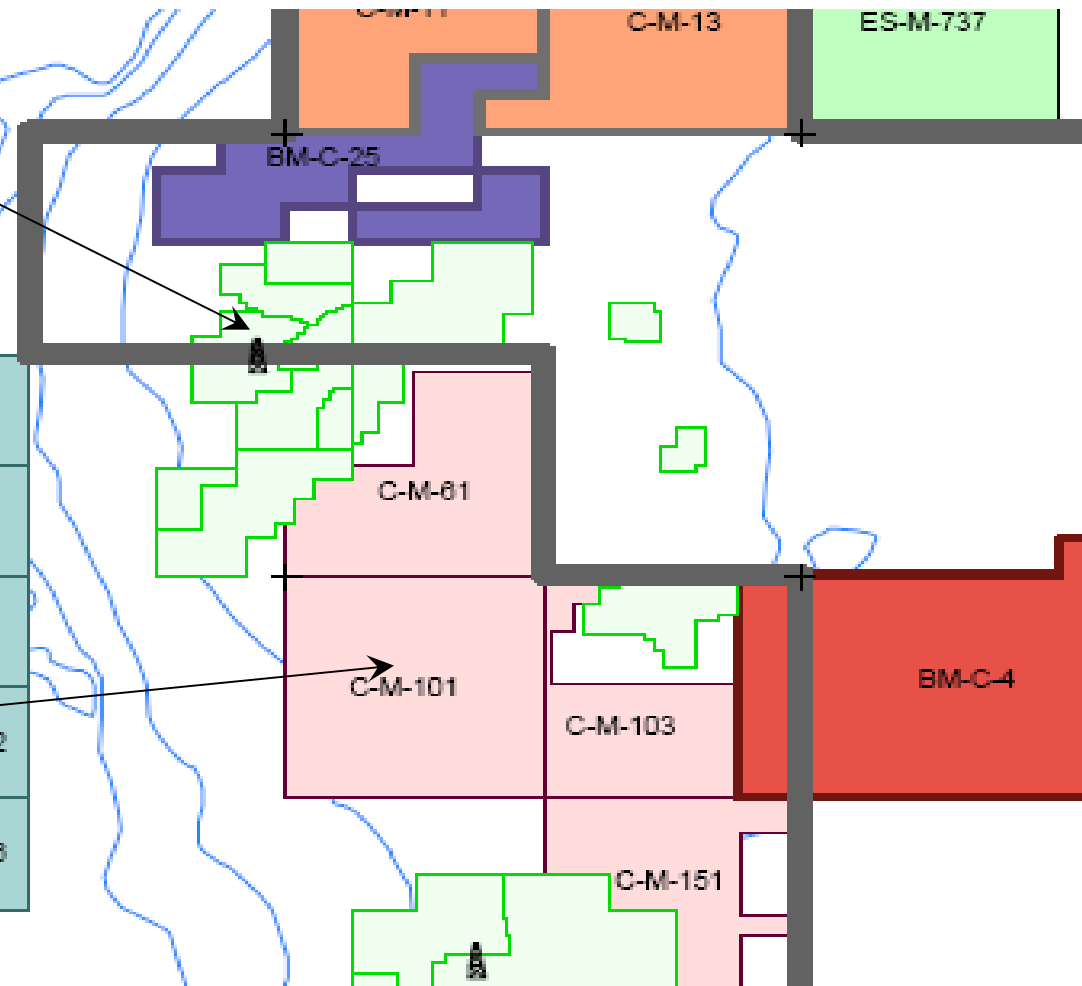
Pré-sal do norte da Bacia de Campos



Parque das Baleias

Poço 1-APL-1-ESS
(Consórcio Anadarko, Devon, Encana e SK)

	C-M-58
	C-M-78
97	C-M-98
121	C-M-122
145	C-M-146



Detalhamento dos Desafios tecnológicos

Na área de reservatório:

- definição de variação das fácies a partir de dados sísmicos;
- caracterização interna do reservatório, com foco nas heterogeneidades;
- viabilidade técnica de mecanismos de recuperação secundária;
- aspectos geomecânicos das rochas e possíveis danos.

Na área de perfuração:

- desvio do poço na zona do sal;
- fraturamento hidráulico em poços horizontais;
- emprego de materiais resistentes a CO₂;
- construção de poços de grande extensão.

Na área de engenharia submarina:

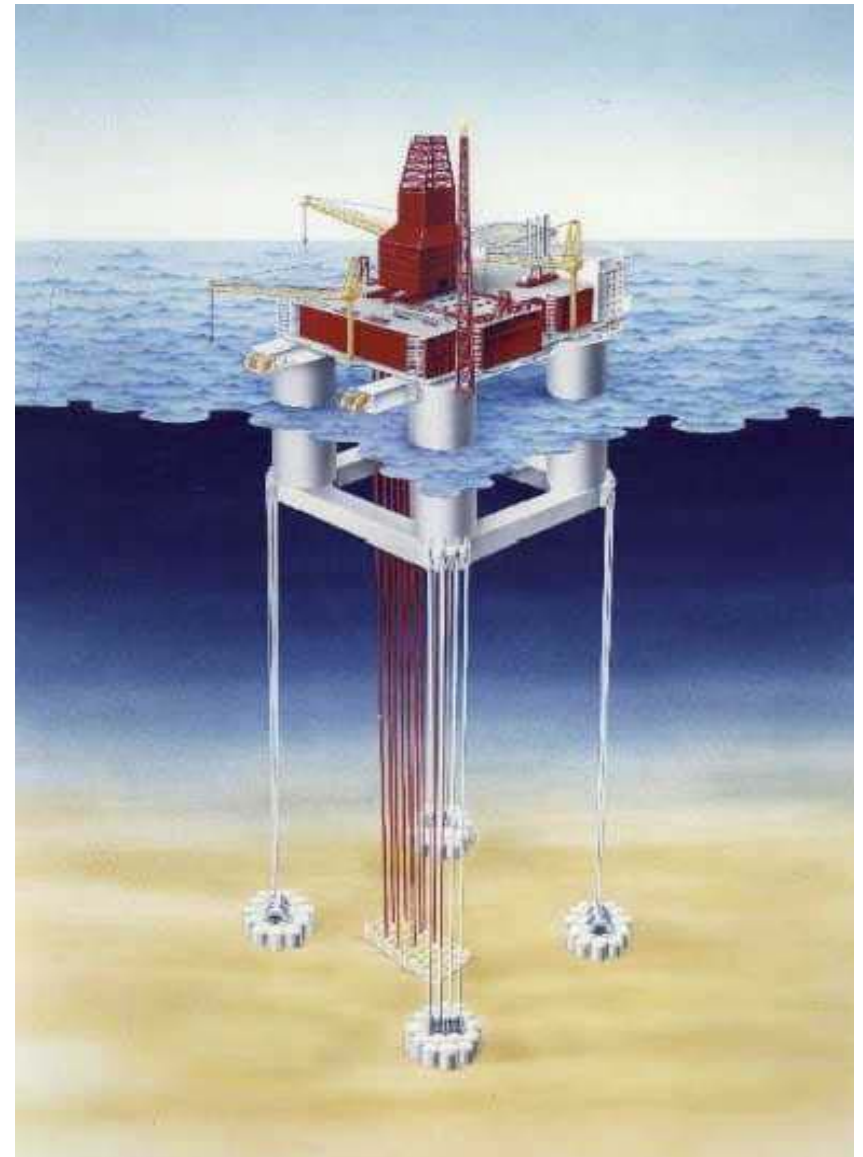
- qualificação de risers para lâminas de água de 2.200 m, considerando a presença de CO₂ e altas pressões;
- emprego de *risers towers* e *risers* de aço em catenária tipo *lazy wave*;
- qualificação de linhas com isolamento térmico para lâminas de água de 2.200 m;
- linhas de alta pressão para injeção de gás.

Na área de garantia de escoamento:

- prevenção da formação de hidratos;
- controle da deposição de parafinas;
- controle de *scaling*;
- obtenção de adequadas temperaturas ao longo das linhas.

Na área de unidades flutuantes de produção:

- ancoragem em lâmina de água de 2.200 m;
- interação com os *risers*;
- plataforma de completação seca.



Fonte: BEZERRA, M. Corrêa. **Análise de riser rígido em catenária em FPSO com sistema de ancoragem híbrido.** Dissertação de Metrado, UFRJ. 2005.

Desafios relativos ao gás natural:

- materiais para lidar com correntes de gás com alta concentração de CO_2 ;
- gasodutos de 18 polegadas de diâmetro a serem lançados em lâmina de água de 2.200 m;
- distância da costa de cerca de 300 km;
- possível emprego de gás natural liquefeito e gás natural comprimido;
- utilização de tecnologia de conversão de gás em líquido;
- geração de energia elétrica no mar.



Conclusões

- A camada pré-sal deve ter grandes reservas de petróleo, o que fará com que o Brasil ganhe destaque como uma potência petrolífera
- Já foram perfurados 18 poços verticais (12 na Bacia de Santos e 6 no Norte da Bacia de Campos), com resultados muito promissores
- Estimativas mais precisas do custo de produção na Bacia de Santos somente após os testes de longa duração e do projeto piloto de Tupi
- Os custos de exploração da camada pré-sal no Norte da Bacia de Campos, no litoral do Espírito Santo, devem ser baixos
- Houve grande redução nos custos de perfuração
- Deve haver grande volume de óleo recuperável em áreas não concedidas
- É importante que seja criada uma empresa pública para representar os interesses da União
- Os desafios tecnológicos serão superados