

**Senado Federal
Comissão de Serviços de
Infraestrutura
Painel 4: Capitalização da
Petrobras**

TÓPICOS PROPOSTOS

1 -PETROBRAS – MARCOS ESCOLHIDOS

2 - PLANO DE INVESTIMENTO 2009/2013 E FINANCIAMENTO

3 - VALORAÇÃO DE RESERVAS E CAPITALIZAÇÃO

Fatores de Avaliação e Riscos

Aumento da Capital da Petrobras

Resumo da Operação

4 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Petrobras – Marcos Escolhidos

1953: Lei 2004, de 03 de outubro – Criação da PETROBRAS – Assume os ativos do antigo Conselho Nacional do Petróleo – Produção de petróleo: 2.700 bpd

1961: Construção da primeira refinaria: REDUC – Refinaria Duque de Caxias (RJ)

1967: Criação da PETROQUISA

1968: Primeira descoberta de petróleo no mar: Campo de Guaricema (SE) e criação do CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento

1971: Criação da BR Distribuidora – PETROBRAS empresa integrada – do Poço ao Posto

Petrobras – Marcos Escolhidos

1972: Operação da Refinaria de Paulínea (SP)

1973: Primeiro Choque do Petróleo – Mercado doméstico abastecido

1974: Campo de Garoupa, na Bacia de Campos – Região viria a se tornar a principal província petrolífera do Brasil, responsável por mais de 80% da produção nacional

1977: Descoberta do Campo de Majnoon (Iraque)

1979: Segundo Choque do Petróleo – Mercado doméstico abastecido

1984: Campo de Albacora – Campos gigantes em águas profundas – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP)

Petrobras – Marcos Escolhidos

1985: Campo de Marlim – Primeiro a ter óleo exportado

1990/91: Guerra do Golfo – Mercado brasileiro abastecido

1991/92: Petrobras recebe o OTC Distinguished Achievement Award

1992: PROCAP 2000

1996/97: Término do monopólio estatal – Emenda no. 9, de 09/11/96 e Lei no. 9.478, de 06/08/1997

1997: Começo da produção de petróleo na Bacia de Campos – Campo de Enchova

Petrobras – Marcos Escolhidos

- 1998:** Rodada Zero da ANP – Petrobras fica com 282 campos em 115 blocos
- 2002:** Reservas (óleo, LGN e Gás Natural), superam 10 bilhões de boe e produção total da empresa supera 1.5 milhões de bpd
- 2006:** Empresa alcança autosuficiência com produção média diária acima de 1,9 milhões de barris (1.777 mil no País e 142,2 no exterior)
- 2007:** Anúncio da área de Tupi, na Bacia de Santos – Camada de Pré-Sal
- 2009:** Início da produção de Tupi – Previsão de 100.000 bpd em 2010

PLANO DE INVESTIMENTO 2009/2013 E FINANCIAMENTO

Plano Estratégico 2020 – Investimento Total de US\$ 174,4 bilhões entre 2009/2013

Investimento em E & P: US\$ 104,0 bilhões

Investimento no Pré-Sal: US\$ 28,9 bilhões

Meta de Produção: 5,7 milhões de boe/dia em 2020, com 4,0 bilhões de bpd

Reservas: + de 25 bilhões de boe em 2020

Captações em 2009:

BNDES: R\$ 25 bilhões

China: US\$ 10 bi (7 + 3)

Eximbank norte americano: U\$ 2,0 bilhões

Mercado Internacional: Empréstimo-ponte de US\$ 6,5 bilhões com vencimento em 2010 (já colocou US\$ 2,75 bilhões em bônus globais com vencimento em 2019 para pagar este ponte)

Necessidades de Financiamento em 2010: US\$ 18,9 bilhões (BNDES e mercado financeiro internacional)

Definição de Áreas e Laudos Técnicos

As áreas objeto da cessão onerosa serão negociadas entre Petrobras e União, representada pela ANP.

Atualmente a Petrobras, contratada pela ANP, está avaliando áreas próximas a descobertas já feitas no Pré-Sal, no cluster de Santos. Após escolhido o local, será perfurado um poço para confirmar a descoberta de hidrocarbonetos.

Caberá então à ANP contratar entidades certificadoras, observadas as melhores práticas da indústria do petróleo, para realização dos laudos técnicos para determinação dos volumes de boe nas áreas descobertas assim como seus valores econômicos.

Estes laudos servirão de base para a negociação do contrato de cessão onerosa.

Valoração das Reservas e Capitalização

Valoração – Fatores de Avaliação e Riscos

Da maneira como está estruturada, a cessão onerosa exclui o risco volumétrico. Restam, portanto, os riscos de valoração e preço. Apresenta-se, a seguir, os fatores determinantes da valoração de reservas:

Investimentos

**Custos de
Produção**

Tecnologia

**Curva de
Produção**

Preço Futuro

**Taxa de
Desconto**

Ambiente Fiscal



Valoração das Reservas e Capitalização

Fatores de Avaliação e Riscos

As características da cessão onerosa aliadas ao conhecimento e experiência da Petrobras permitem mitigar grande parte dos riscos envolvidos.

A provável localização das reservas gera economias de escala pela proximidade com outros campos e também a possibilidade de unitização com outros blocos também operados pela Petrobras. A taxa de sucesso da Petrobras nos poços do Pré-Sal da Bacia de Santos é mais alta do que a média mundial.

Serão devidos sobre os 5 bilhões de boe apenas *royalties*. Elevação do caixa livre do projeto graças à exclusão das cobranças de participações especiais.

A liderança mundial de E&P em águas profundas e ultra-profundas assim como o desenvolvimento de tecnologias próprias e adequadas à geologia brasileira contribuem para minimizar os riscos tecnológicos envolvidos na exploração da camada Pré-Sal.

Valoração das Reservas e Capitalização

Fatores de Avaliação e Riscos

A valoração de reservas não comprovadas é uma prática habitual na indústria do petróleo, para produtores e investidores, e a Petrobras possui as capacidades técnica e financeira para explorar e desenvolver. Dadas estas características são reduzidos os riscos de realizar uma operação desta natureza, principalmente pré-determinação dos volumes

	2008	2009*
Nº de Operações	134	83
Valor US\$ Bi	60,1	30,2
Preço US\$/boe	5,26	5,01

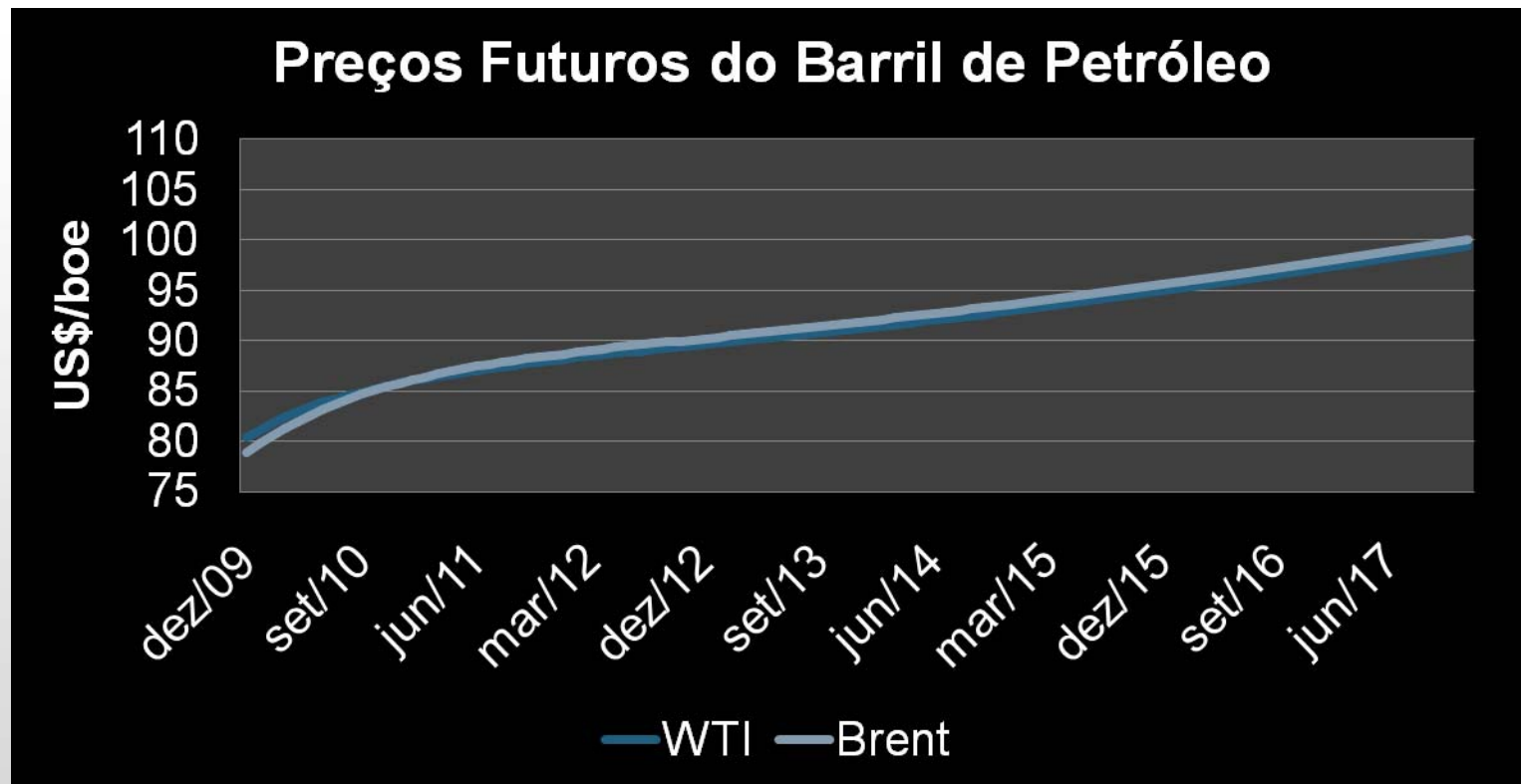
Está prevista no PL uma possível reavaliação dos valores iniciais até 24 meses depois da cessão onerosa. Desta maneira evita-se que qualquer uma das partes seja lesada por flutuações futuras dos preços de petróleo

Fonte: Petrobras

* Até agosto

Valoração das Reservas e Capitalização

Fatores de Avaliação e Riscos



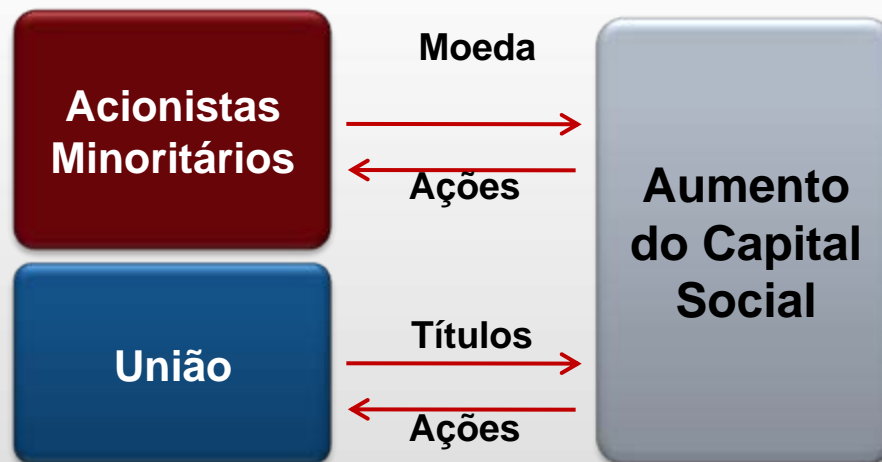
Valoração das Reservas e Capitalização

Aumento de Capital

O PL nº 5.941/2009 autoriza a União a subscrever ações da Petrobras e integralizá-las com títulos da dívida pública federal, emitidos com esta finalidade específica.

Demais acionistas poderão, Segundo a legislação em vigor, exercer seu Direito de Preferência.

Decorrido o prazo legal para este exercício, serão disponibilizadas eventuais sobras.



Oportunidade para a União aumentar sua participação na empresa, respeitando a Lei das S.A.

Valoração das Reservas e Capitalização

Aumento de Capital

Estrutura de Capital da Petrobras: Mais de 200.000 acionistas

Acionistas	31/12/2008		30/9/2009	
	Ações	%	Ações	%
Ações Ordinárias	5.073.347.344	100%	5.073.347.344	100%
União Federal	2.826.516.456	56%	2.818.751.784	56%
BNDESPar	94.492.328	2%	98.457.000	2%
ADR Nível 3	1.350.276.582	27%	1.325.640.170	26%
FMP - FGTS Petrobras	186.749.197	4%	181.771.992	4%
Estrangeiros	184.803.530	4%	215.980.640	4%
Demais PF e PJ	430.509.251	8%	432.745.758	9%
Ações Preferenciais	12.474.806.136	100%	12.474.806.136	100%
BNDESPar	574.047.334	5%	574.047.334	5%
ADR - Nível 3 e regra 144-A	1.235.631.388	10%	1.313.389.368	11%
Estrangeiros	504.573.339	4%	529.235.114	4%
Demais PF e PJ	1.386.477.335	11%	1.284.057.580	10%
Capital Social	8.774.076.740	100%	8.774.076.740	100%
União Federal	2.826.516.456	32%	2.818.751.784	32%
BNDESPar	668.539.662	8%	672.504.334	8%
ADR - ON	1.350.276.582	15%	1.325.640.170	15%
ADR - PN	1.235.631.388	14%	1.313.389.368	15%
FMP - FGTS Petrobras	186.749.197	2%	181.771.992	2%
Estrangeiros	689.376.869	8%	745.215.754	8%
Demais PF e PJ	1.816.986.586	21%	1.716.803.338	20%

Valoração das Reservas e Capitalização

Cessão Onerosa

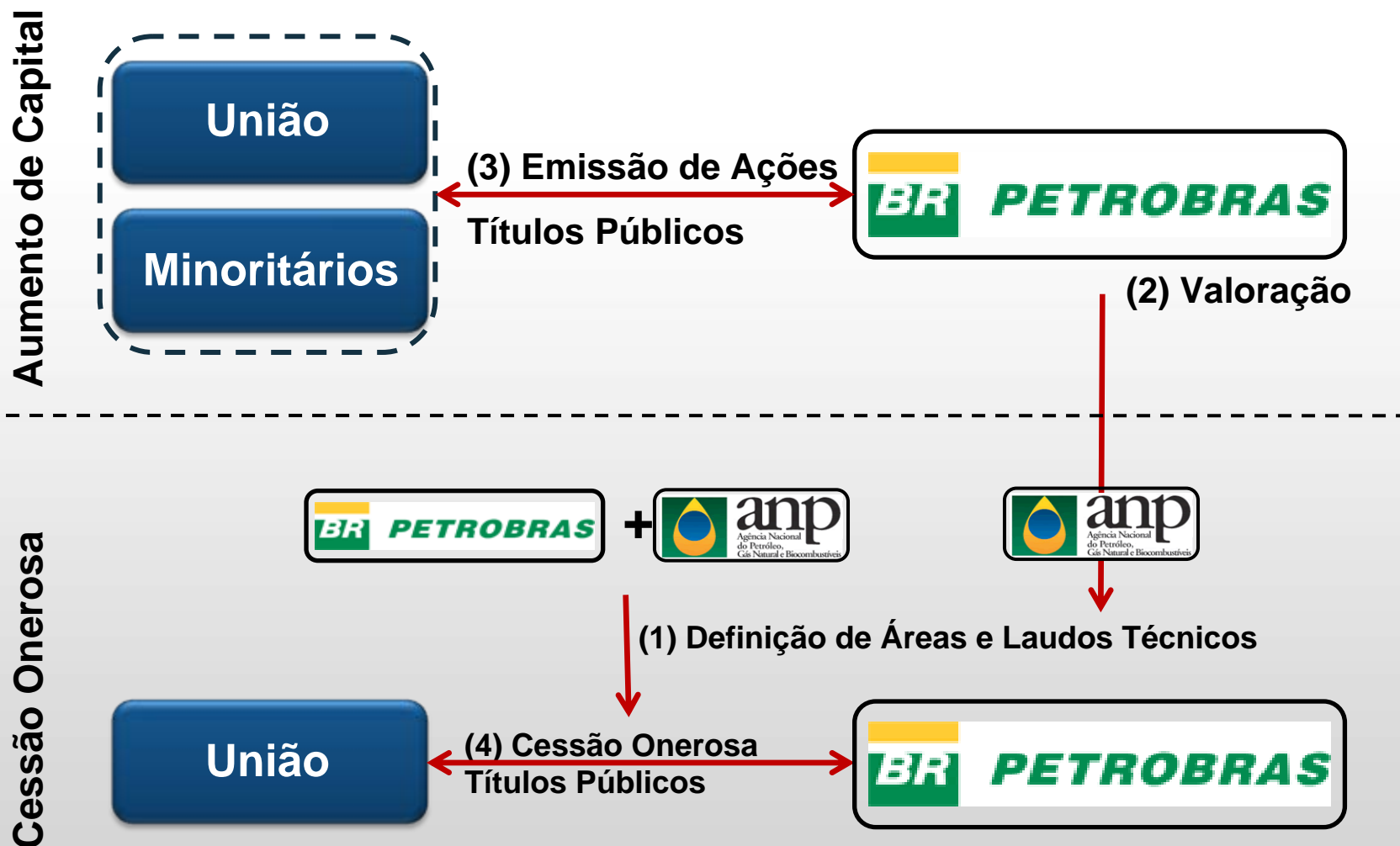
Os mesmos títulos públicos aportados pela União, na proporção de sua participação atual, serão utilizados para ressarcir-la pelos 5 bilhões de barris cedidos à Petrobras. O restante da captação tornar-se-á caixa da Petrobras.



Após a cessão dos direitos inicia-se o processo de unitização destas áreas com blocos vizinhos, já concedidos, e, futuramente, a União deverá decidir sobre a utilização de possíveis excedentes advindos das regiões cedidas onerosamente (acima dos 5 bilhões de barris)

Valoração das Reservas e Capitalização

Resumo da Operação



Considerações Finais

Petrobras opera 23% da produção mundial em águas profundas.

Tupi, Iara e E.S. com estimativa de um volume recuperável entre 9,5 a 14,0 bilhões de boe. Podem dobrar o volume de reservas do País, estimado em pouco mais de 14,0 bilhões boe em 2008.

Previsão de produção no Pré-sal em 219 mil bpd em 2.013, 1.336 mil bpd em 2.017 e 1.815 mil bpd em 2.020

Produção total brasileira em 2020: 4 milhões de bpd

A capitalização proveniente da cessão onerosa de reservas permitirá à Petrobras desenvolver outras reservas da província do pré-sal.

Considerações Finais

Aumento do Capital Social leva a uma melhoria das condições dos novos financiamentos – alavancagem controlada – Grau de Investimento.

A certificação deverá ser de recursos, e não de reservas. Com isso o valor do barril será em torno do citado na tabela anterior.

Se fosse um processo de certificação de reservas, o valor seria substancialmente maior, mas só poderia ser concluído após os trabalhos de pesquisa e confirmação dos parâmetros de produção que são obtidos através de testes de longa duração.

De qualquer forma, com a capitalização, a Petrobrás encaminhará positivamente o equacionamento de suas necessidades de financiamento.

Considerações Finais

Mais uma vez a empresa defronta-se com um grande desafio tecnológico.

O grau de comprometimento da PETROBRAS no Pré-Sal, aliado às suas atividades atuais, significará uma enorme pressão sobre os seus recursos humanos.