

Organização:



Parceiros:



Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

ATRATIVIDADE DO UPSTREAM BRASILEIRO PARA ALÉM DO PRÉ-SAL

Prof. Edmar de Almeida

Grupo de Economia de Energia

Índice

- 1. Contextualização e objetivo do trabalho**
- 2. Esforço Exploratório no Brasil: um diagnóstico**
- 3. A Oportunidade dos Campos Maduros**
- 4. Atratividade do Upstream Brasileiro fora do Pré-sal**
- 5. Agenda de mudanças regulatórias para estímulo ao investimento fora da área do Pré-sal**

Contextualização e objetivo do trabalho



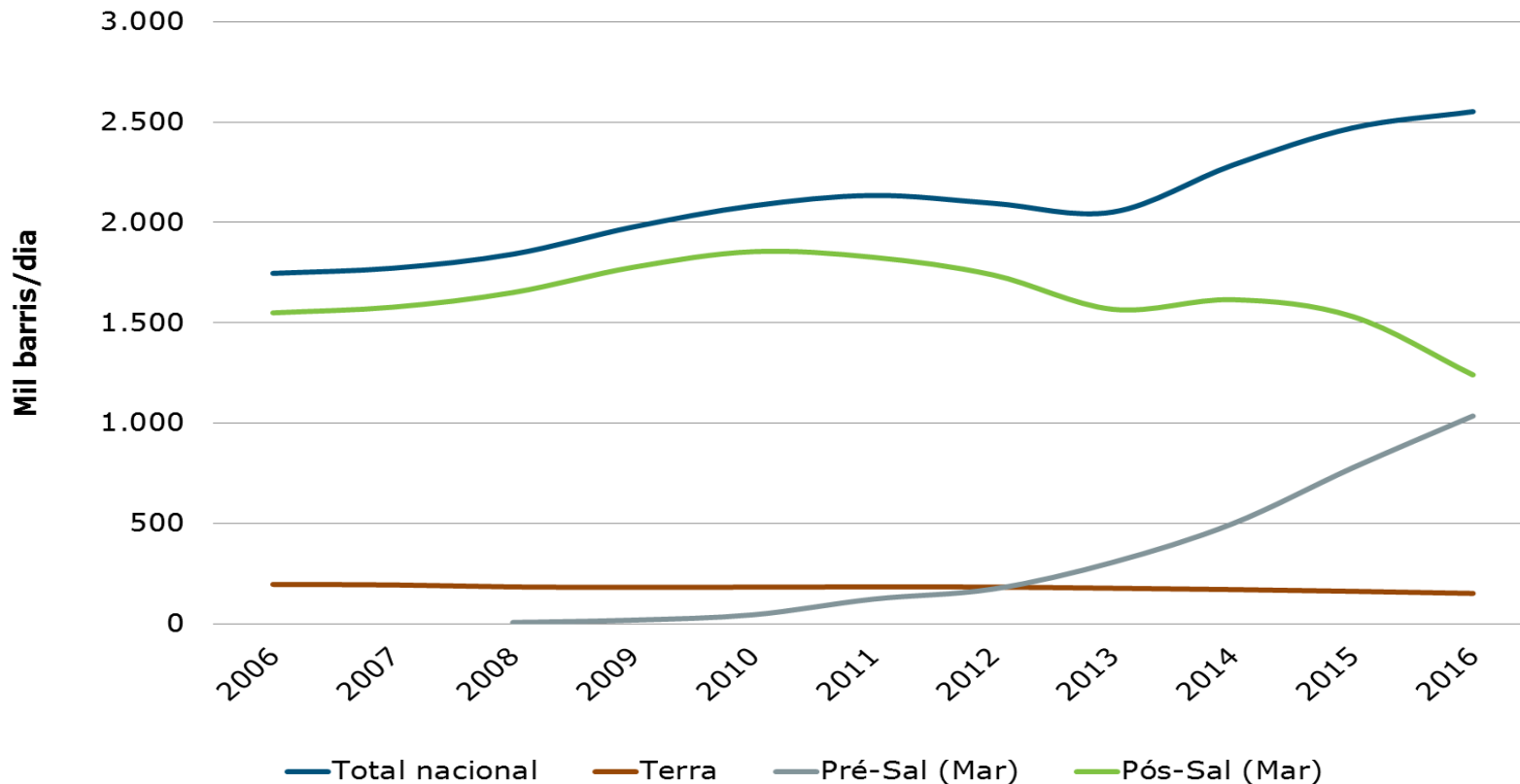
Contextualização e objetivo do trabalho

- A descoberta das reservas do pré-sal alterou radicalmente a dinâmica exploratória e produtiva da indústria brasileira do petróleo;
 - ✓ Estratégia e esforço das principais empresas orientada ao desenvolvimento de campos descobertos no Pré-sal
 - ✓ A queda dos preços do petróleo e a crise financeira da Petrobras reforça a tendência de foco no pré-sal
 - ✓ Forte queda do esforço exploratório fora do Pré-sal

Consequências potenciais da concentração do investimento no pré-sal

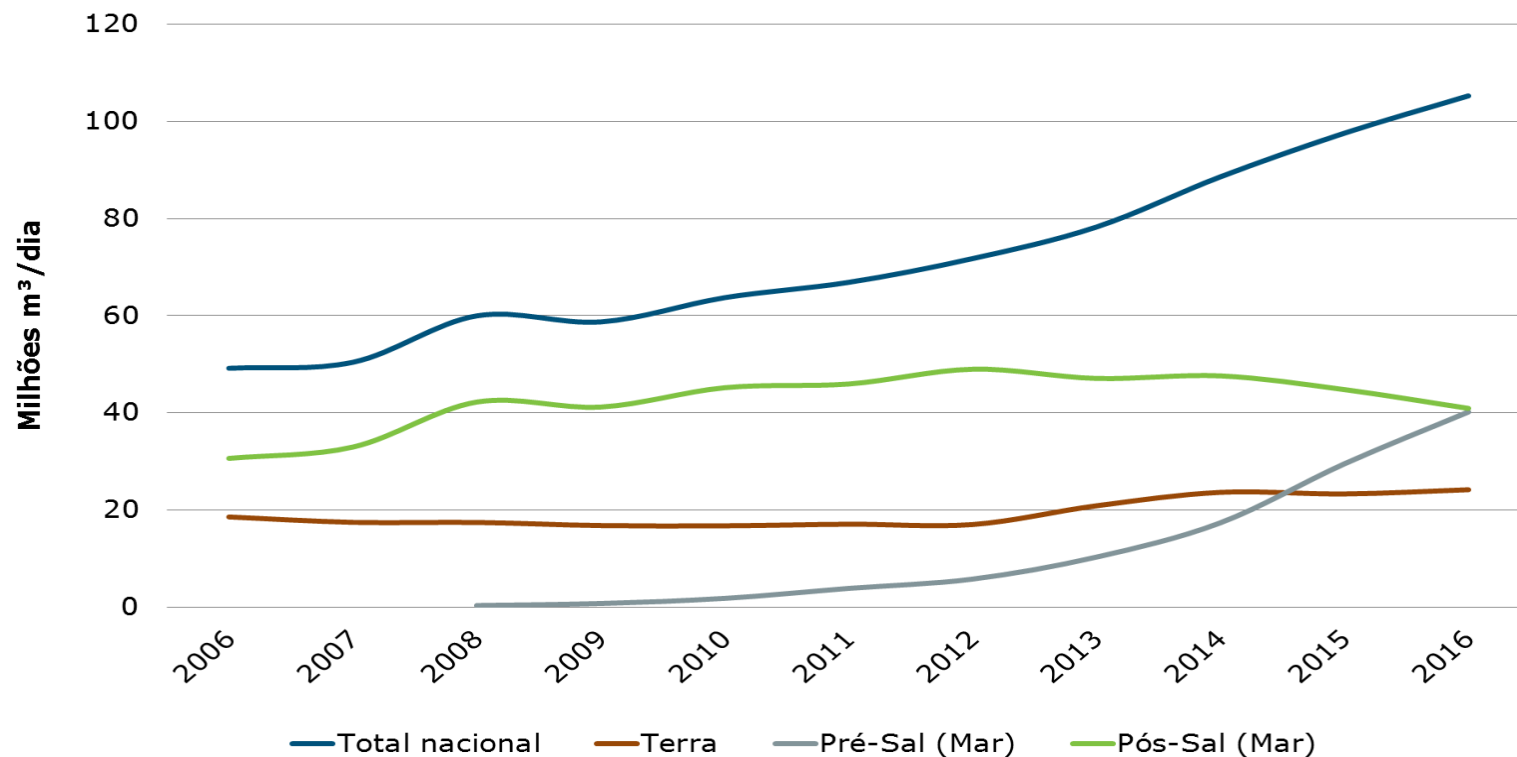
- Redução dos impactos econômicos dos investimentos no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural;
- Falta de diversificação e competitividade da oferta gás natural nacional;
- Menor segurança do abastecimento

Evolução da produção de petróleo no Brasil por ambiente exploratório



Nota: óleo e condensado. Não inclui LGN (GLP e C5+).
Fonte: Elaboração própria a partir da ANP

Evolução da produção de gás natural no Brasil por ambiente exploratório



Nota: Valores incluem os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP

Objetivos do Texto pra Discussão

- avaliar as condições para a atração de investimentos para áreas fora do Polígono do pré-sal:
 - ✓ diagnóstico do contexto atual dos esforços exploratórios no país.
 - ✓ Avaliar o potencial e os desafios para atração de investimentos voltados para o aumento da taxa de recuperação de campos maduros.
 - ✓ Avaliação da atratividade dos investimentos no atual contexto de mercado.
 - ✓ Identificação de uma agenda para avanços da política petrolífera nacional visando a melhoria das condições de atratividade de investimentos em E&P para áreas fora do pré-sal.

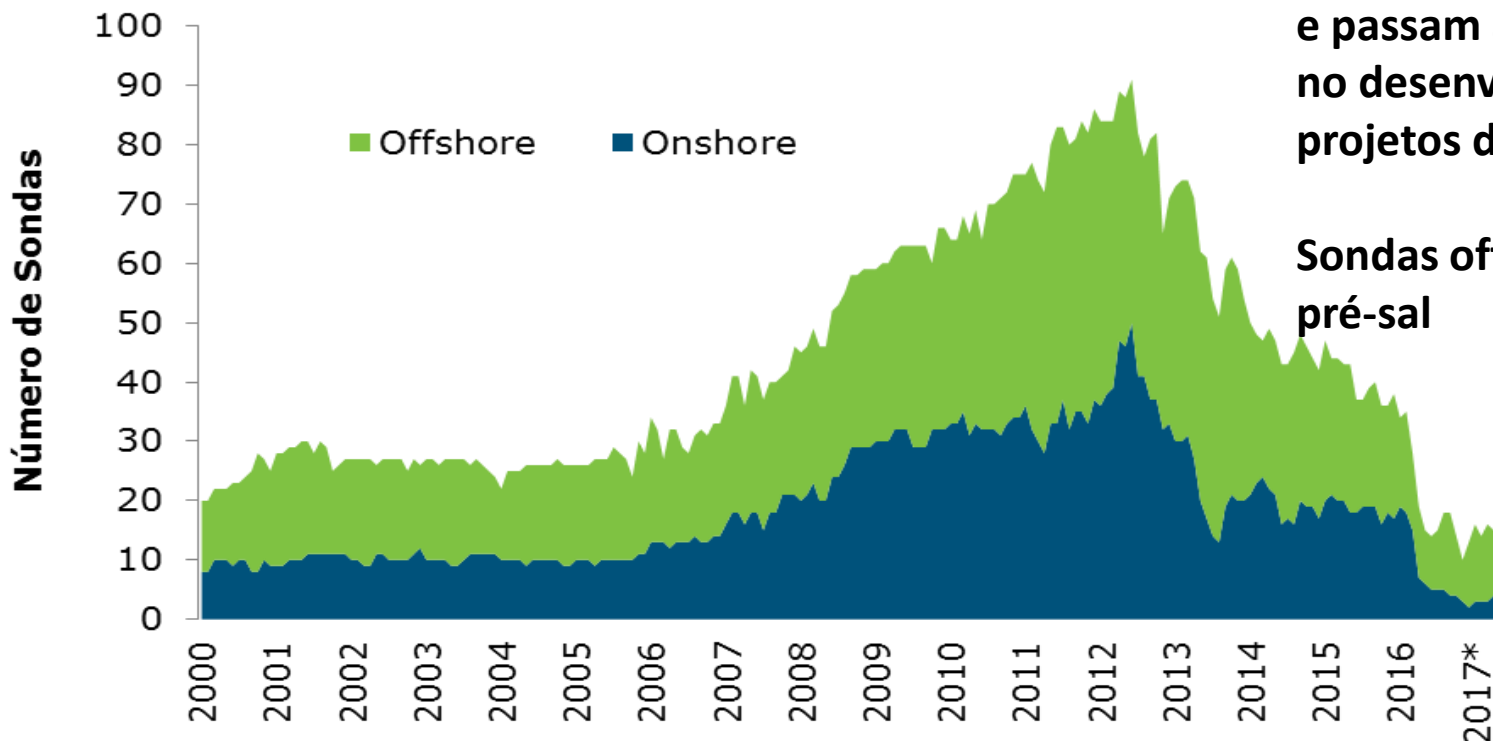
Esforço Exploratório no Brasil: um diagnóstico



Evolução do número de sondas em operação no Brasil

Investimentos em E&P no país caem pela metade e passam a se concentrar no desenvolvimento de projetos do pré-sal

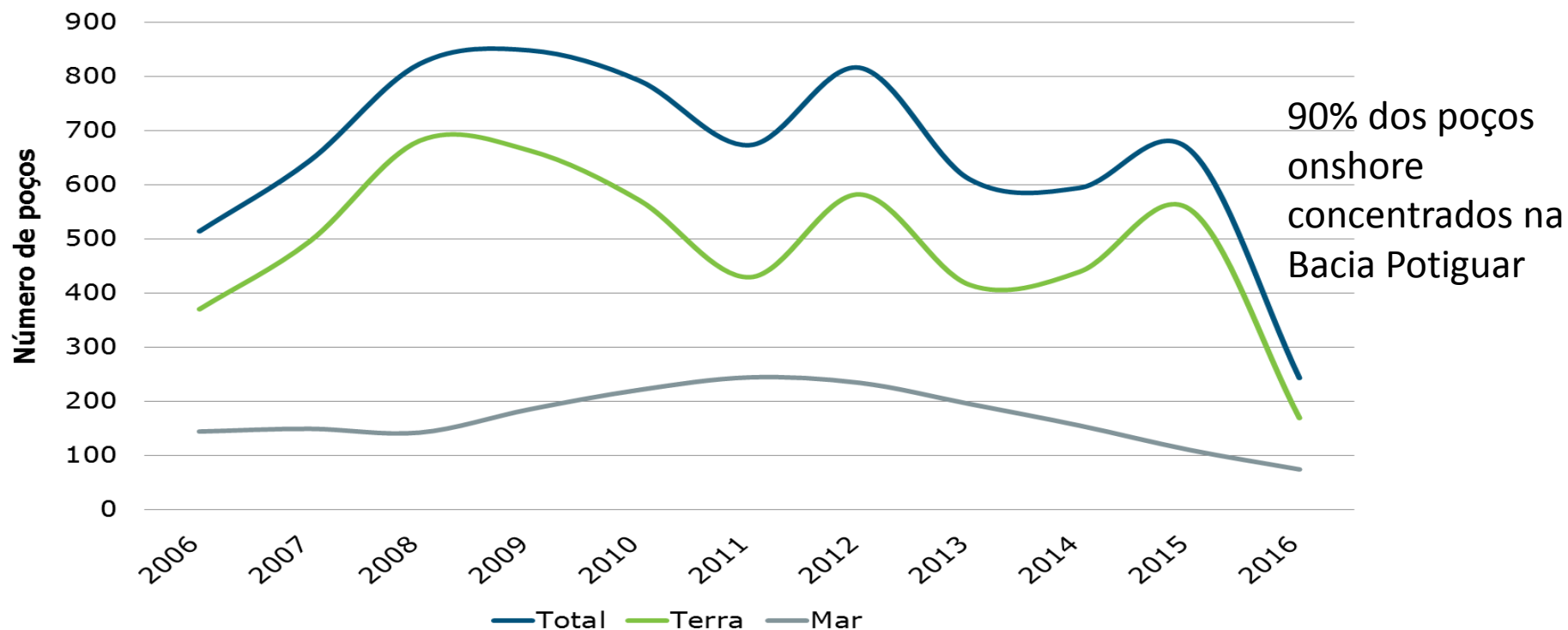
Sondas offshore estão no pré-sal



*Dados até maio 2017

Fonte: Observatório do Setor IBP com dados da Baker Hughes.

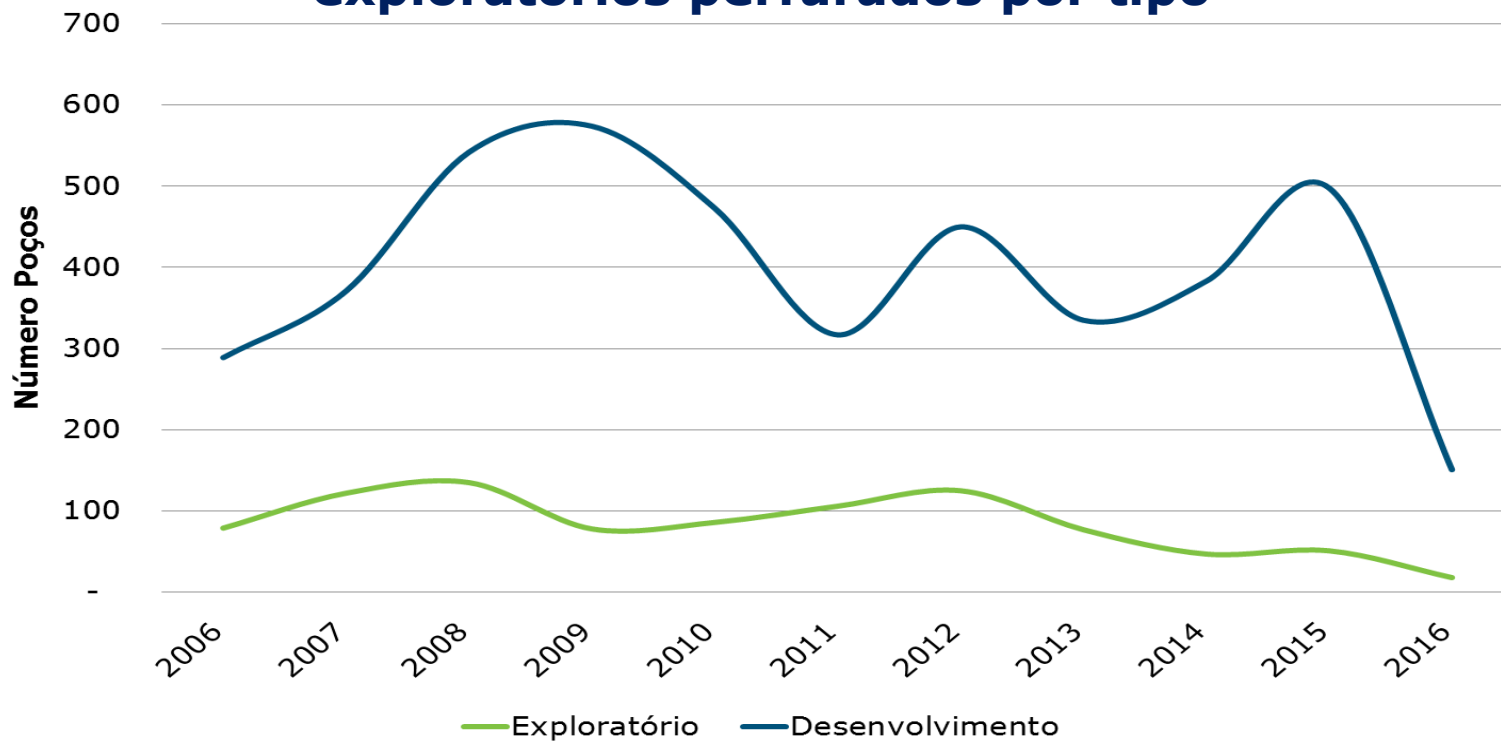
Evolução do total de poços perfurados por localização (terra e mar)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

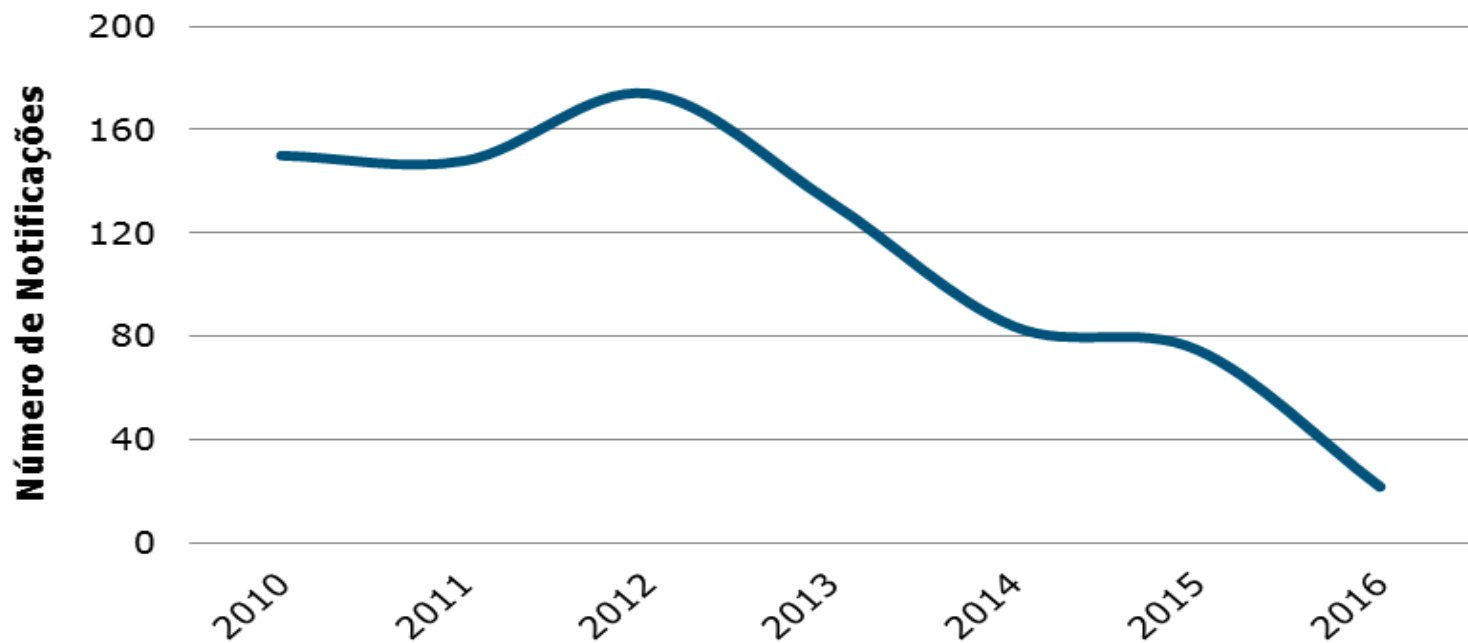
Indústria está focada no desenvolvimento de campos

Evolução do total de poços exploratórios perfurados por tipo



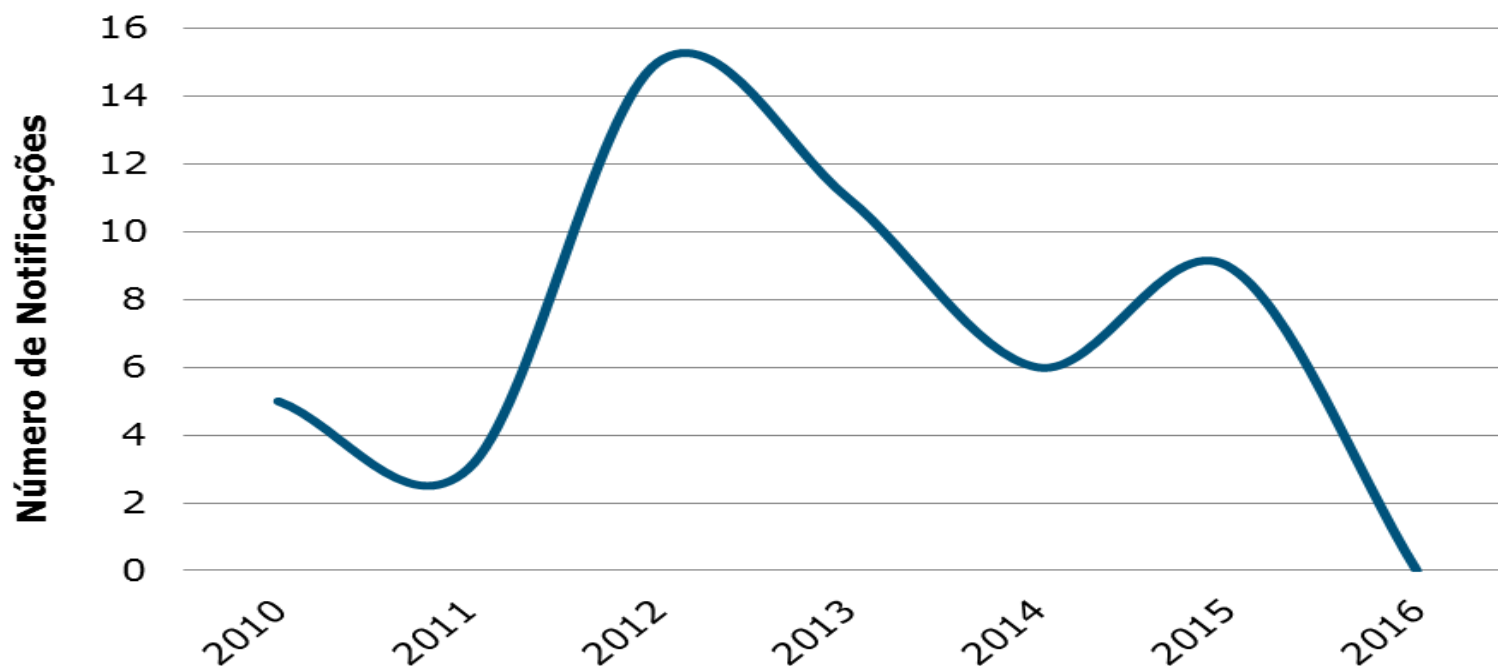
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Notificação de descobertas de petróleo gás natural



Fonte: Elaboração própria a partir da ANP

Notificação de descobertas em blocos marítimos fora do pré-sal



Nota: Descobertas em bacias brasileiras com exceção as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos.
Fonte: Elaboração própria a partir da ANP

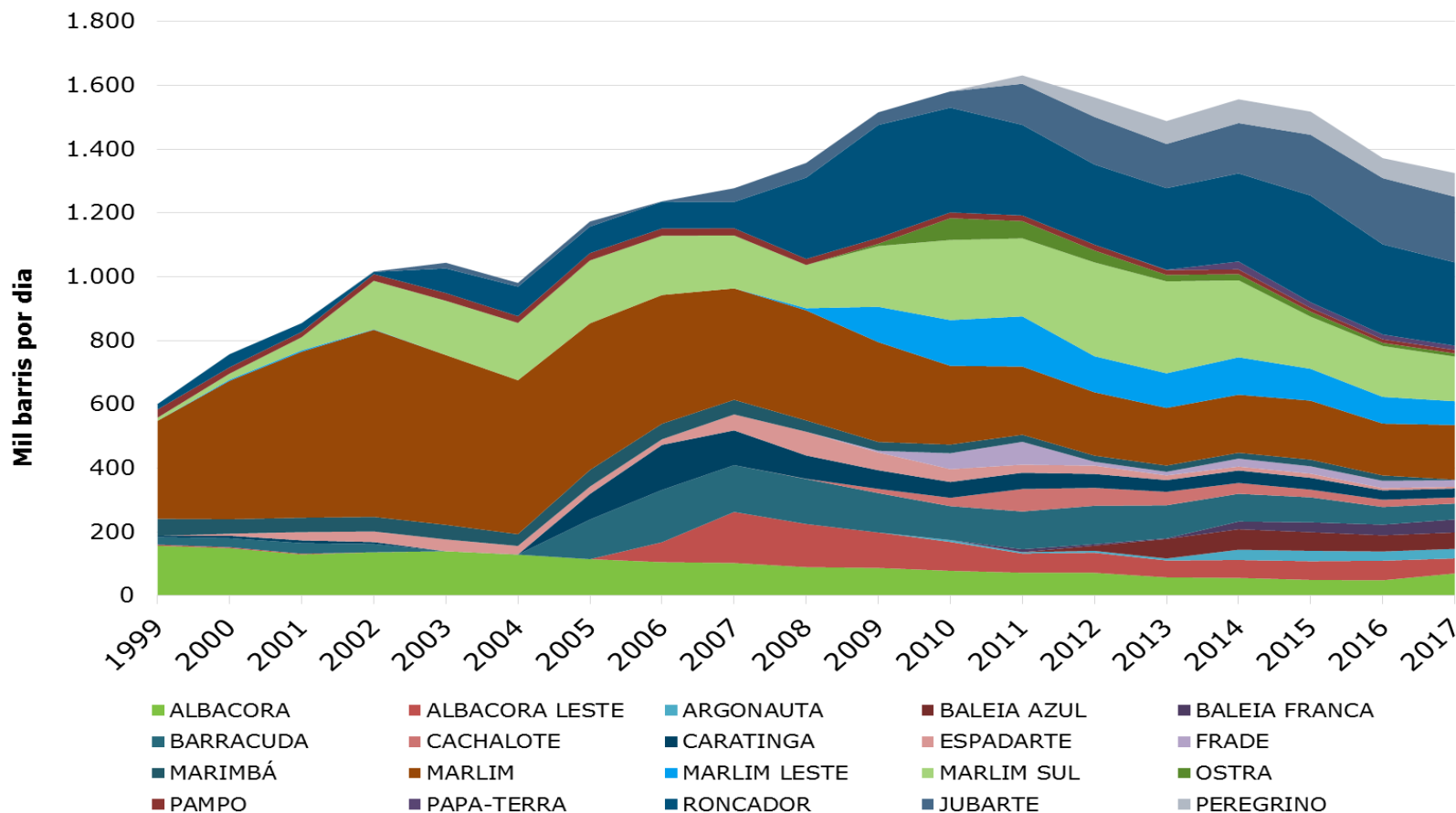
A Oportunidade dos Campos Maduros



Oportunidade dos Campos Maduros

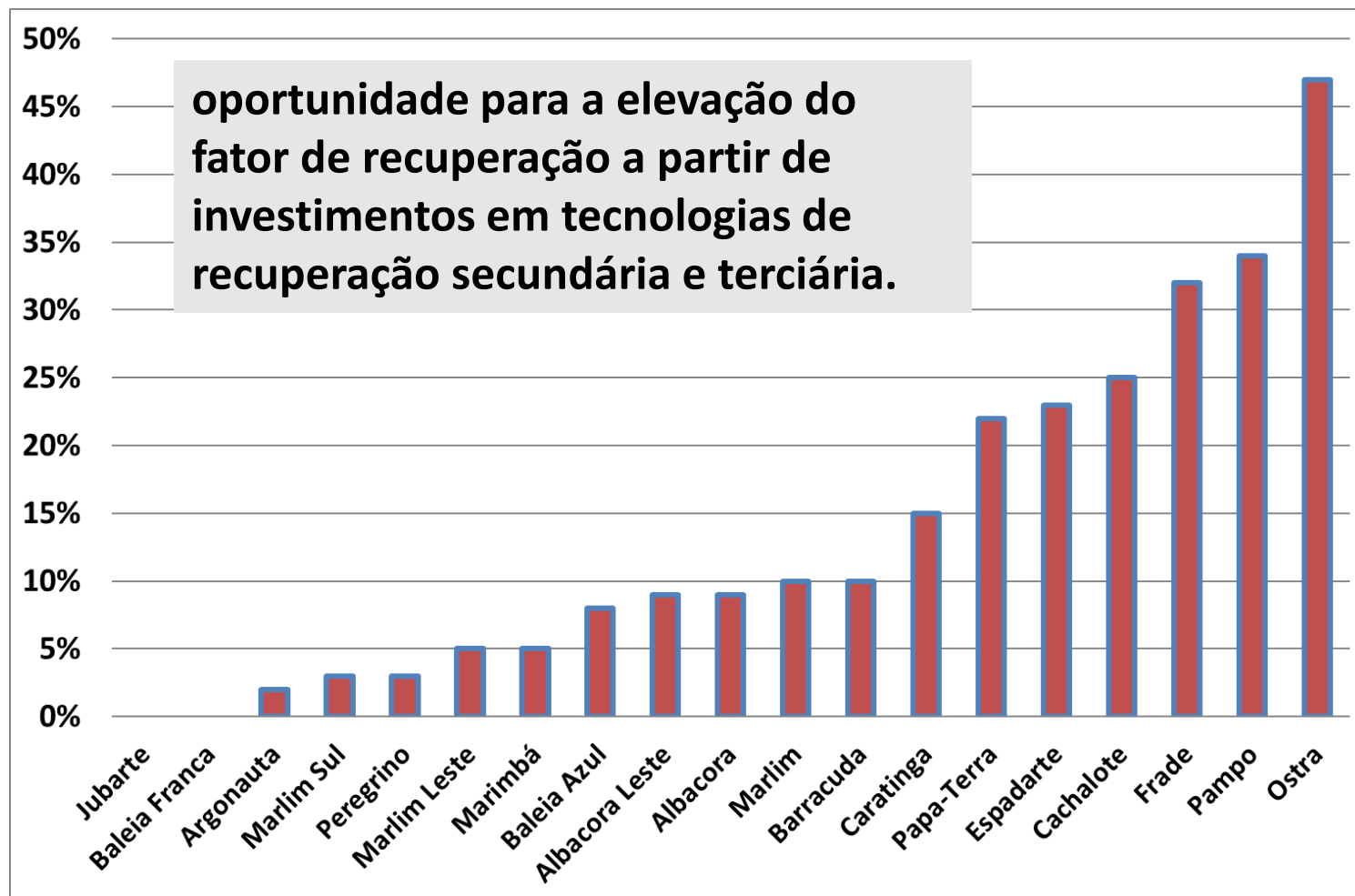
- Investimento em campos maduros representa uma oportunidade econômica importante
- Potencial de campos maduros na Bacia de Campos
 - a produção caiu de 1,85 milhões boe/d para 1,32 milhões boe/d entre 2010 e março de 2017;
 - Dos 49 campos em operação, 44 já atingiram pico de produção;
 - Dos 20 maiores campos em declínio na Bacia de Campos, sete têm uma taxa de declínio anual acima de 10% após o pico de produção
- Campos maduros em terra também apresentam potencial importante

Evolução da produção de petróleo na Bacia de Campos (20 principais campos com pico da produção)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Taxa de Declínio dos 20 maiores campos produtores na Bacia de Campos



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Potencial Terrestre também é importante

- “Projeto Topázio” que prevê a venda 95 campos em terra:
 - Rio Grande do Norte (38)
 - Espírito Santo (30 campos e 6 blocos),
 - Bahia (16),
 - Ceará (2)
 - Sergipe (12).

Atratividade do Upstream Brasileiro fora do Pré-sal

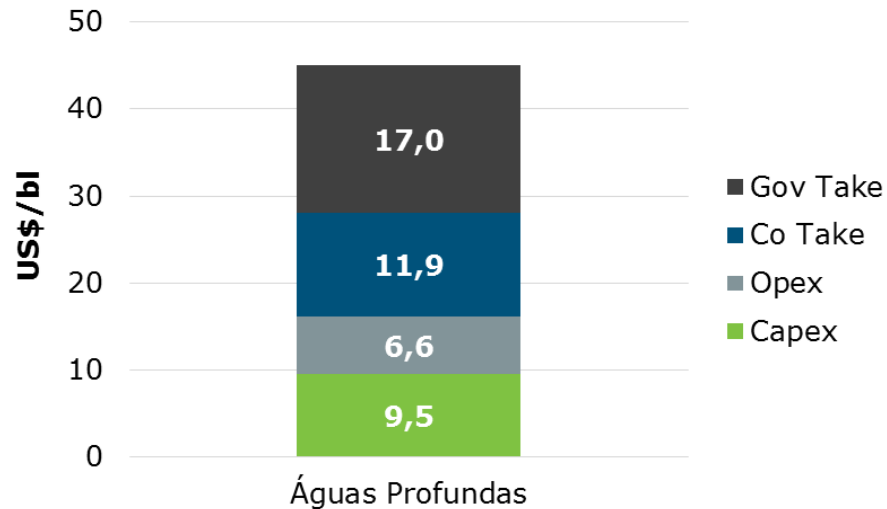


Atratividade do Upstream Brasileiro fora do Pré-sal

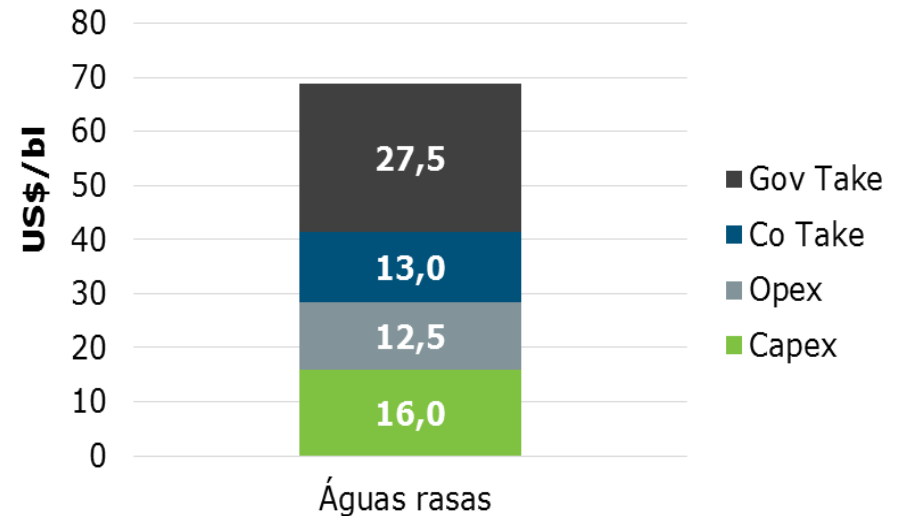
- Governo busca retomada do setor através de leilões de blocos exploratórios
 - Sucesso dos leilões vai depender da atratividade das áreas no atual contexto do mercado de petróleo
 - Nível de custos e de government take no Brasil representa um grande desafio para a atratividade da exploração fora do pré-sal

Preço de Break Even de projetos offshore ambientes fora do pré-sal

projeto de pós-sal de 500 milhões de barris (águas profundas)

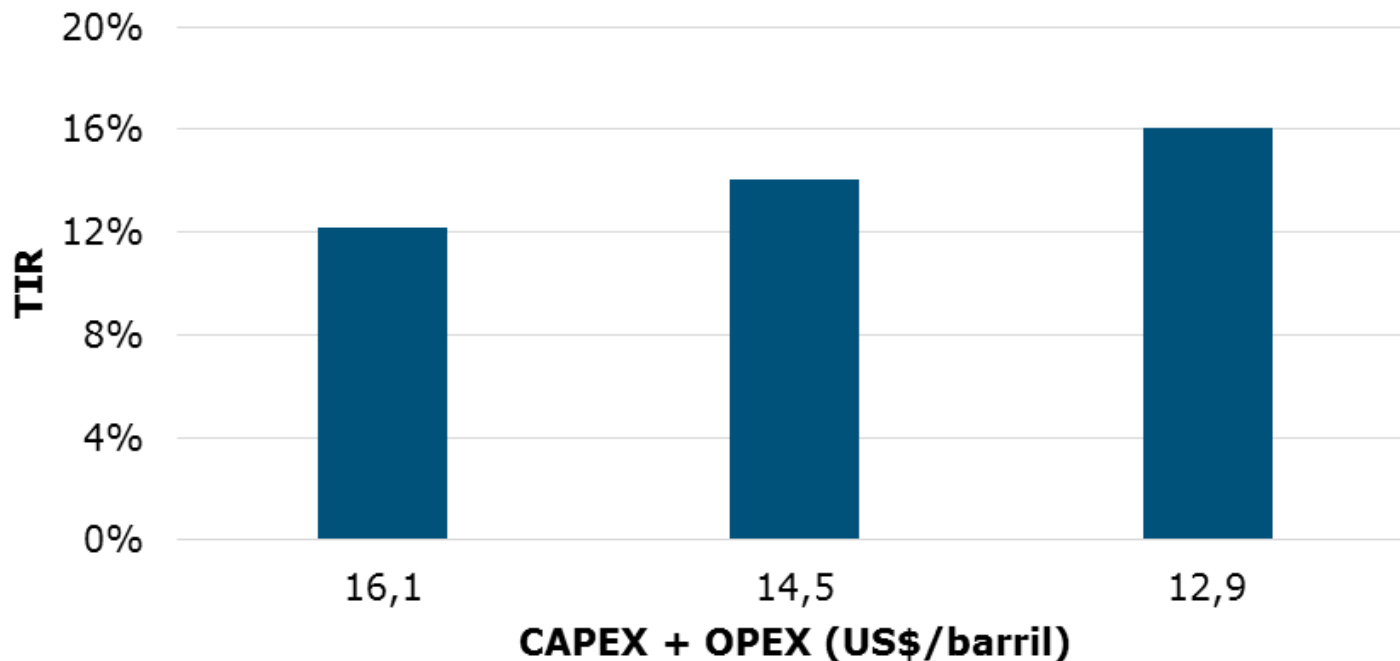


projeto de pós-sal de 150 milhões de barris (águas rasas)



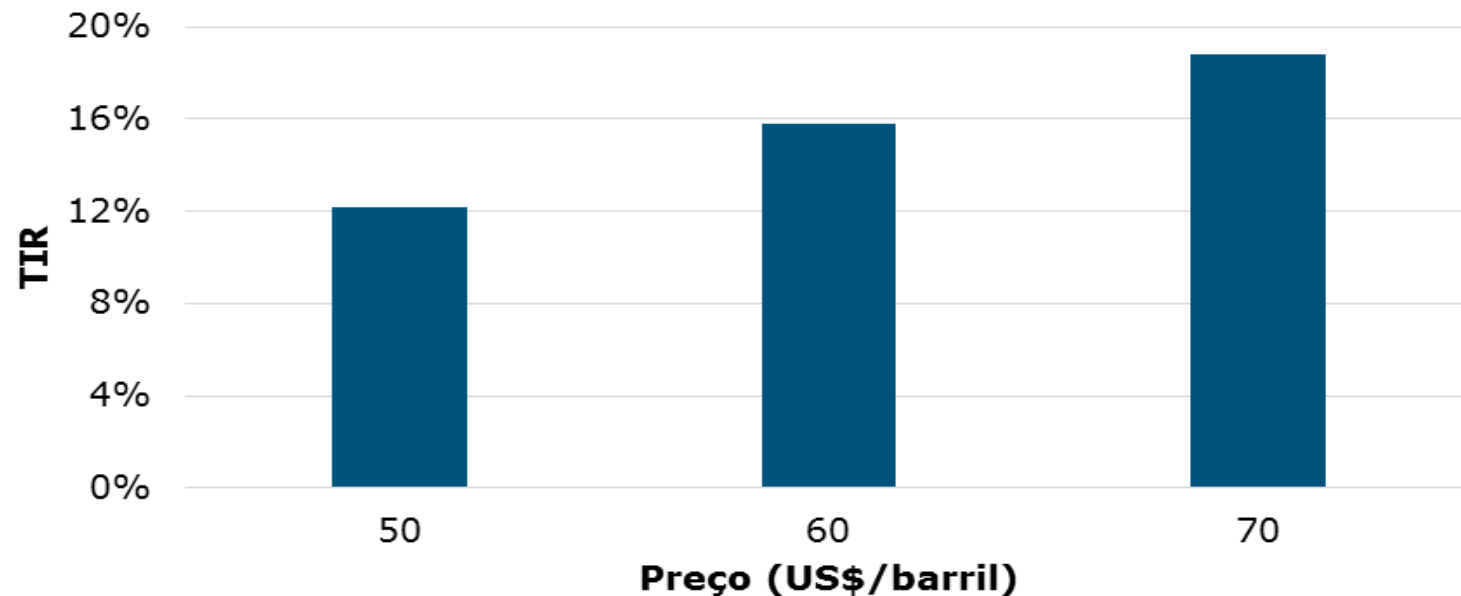
Fonte: Elaboração própria

Taxa de retorno de projetos em águas profundas segundo cenários de custos (CAPEX+OPEX)



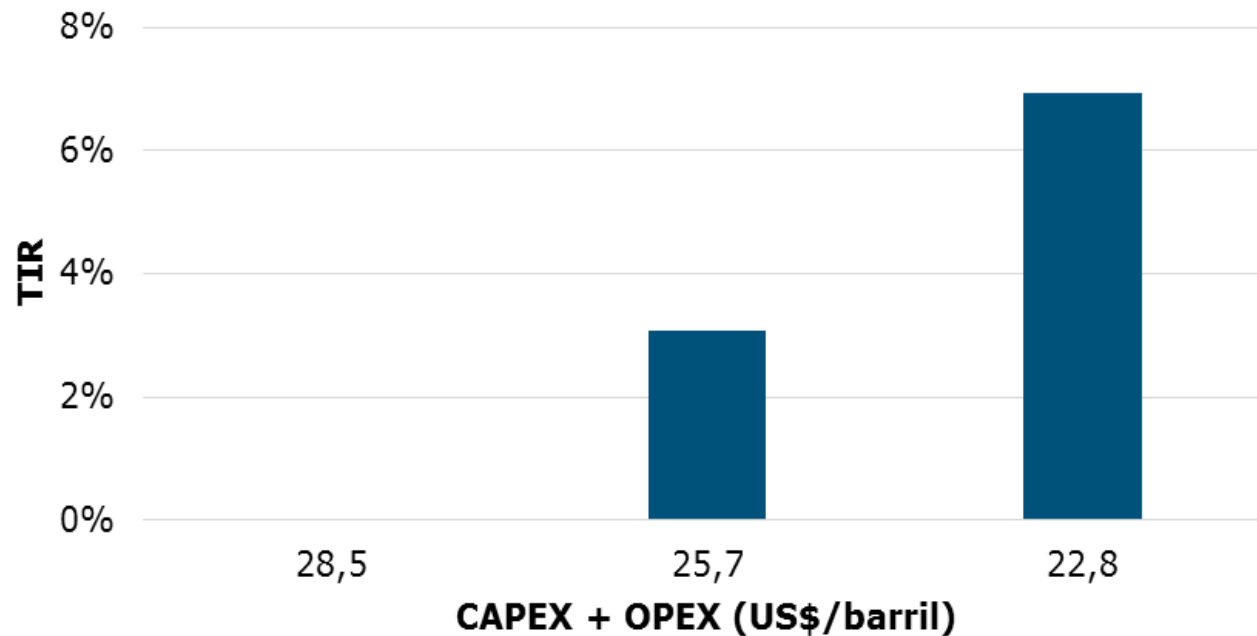
Fonte: Elaboração própria. Modelo Upstream GEE/IBP.

Taxa de retorno de projetos em águas profundas segundo cenários de preços do petróleo



Fonte: Elaboração própria. Modelo Upstream GEE/IBP.

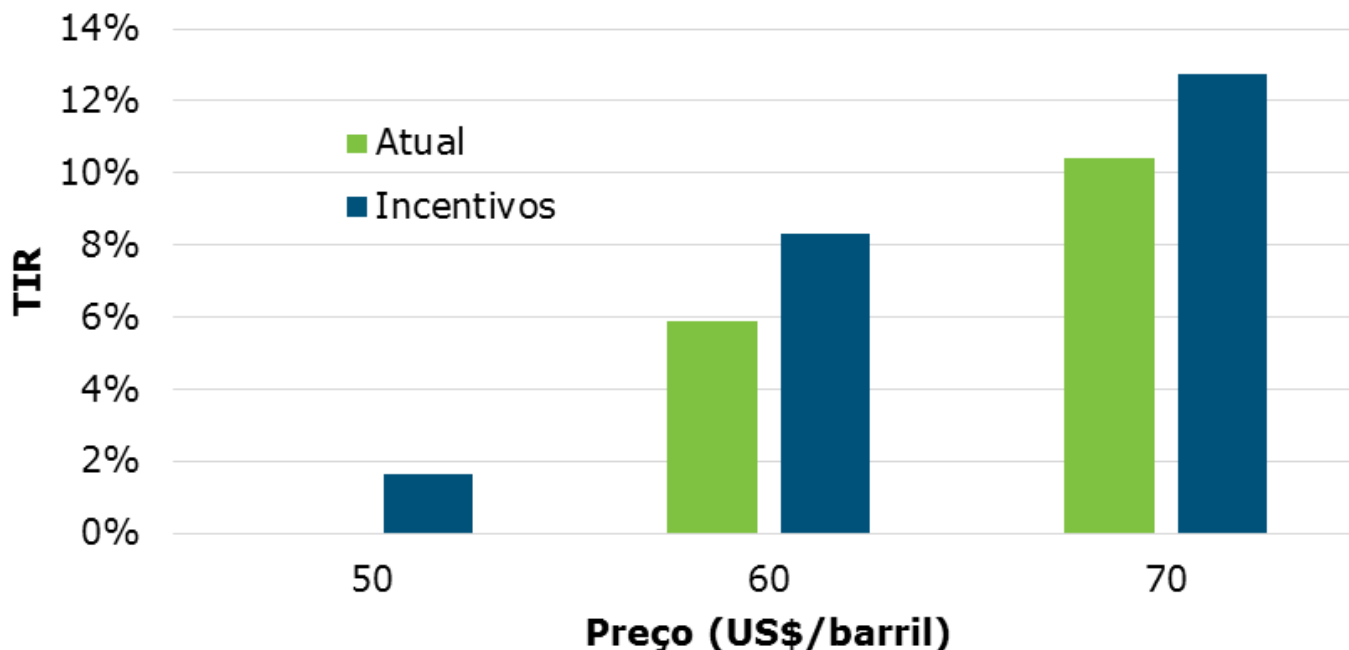
Taxa de retorno de projetos em águas rasas segundo cenários de custos (CAPEX+OPEX)



Fonte: Elaboração própria. Modelo Upstream GEE/IBP.

Taxa de retorno de projetos em águas rasas segundo preço do petróleo e concessão de incentivos para a atratividade

Incentivo: Redução de alíquota de *royalty* para 5% e redução de bônus de US\$ 75 para 25 milhões



Fonte: Elaboração própria. Modelo Upstream GEE/IBP.

Premissas para avaliação de um projeto de gás natural em terra

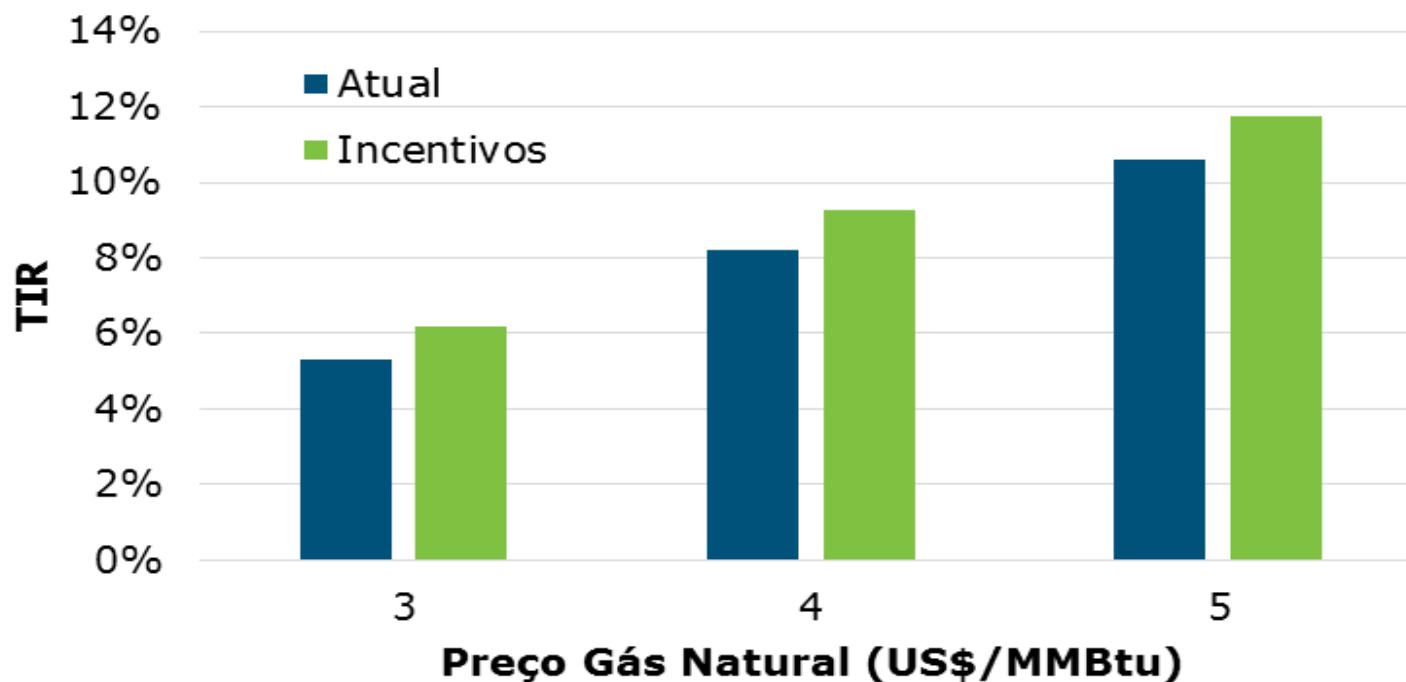
Campo de 180 milhões de BOE produzindo gás suficiente para suprir 2 MMm³/dia a uma térmica

Preço venda líquidos (US\$/barril)		50
Participação líquidos na produção		5%
Produtividade poço (Mil m ³ /dia)		100
CAPEX total por poço (US\$ Milhões)	Desenvolvimento	21,1
	Exploração	22,5
OPEX		1 US\$/mcf
Taxa queda da produtividade		10%
Número de poços exploratórios em relação ao total		25%

Fonte: Elaboração própria

Taxa de retorno de projetos de gás em terra segundo preço do gás e concessão de incentivos para a atratividade

Incentivo: Redução de alíquota de *royalty* para 5% e redução de bônus de US\$ 25 para 10 milhões



Fonte: Elaboração própria. Modelo Upstream GEE/IBP.

Agenda de mudanças regulatórias para estímulo ao investimento fora da área do Pré-sal



Uma agenda para incrementar atratividade fora do pré-sal

- Mudanças na regulação para redução dos custos dos projetos;
 - redução do nível de *government take* para cenários de preços baixos ;
 - redução do risco regulatório com simplificação do contrato de concessão e reavaliação quanto a seus prazos;
 - Redução do risco do processo de licenciamento ambiental.
- Melhoria das condições de monetização da produção dos pequenos campos petrolíferos;
 - compartilhamento de infraestrutura de transporte e estocagem e uma política de compras do petróleo por refinarias nacionais;
 - acesso ao mercado de gás e energia elétrica pelos produtores de gás natural.

Agenda para reativação dos investimentos no curto prazo

- Desenvolvimento de descobertas existentes e implementação de projetos para aumento da taxa de recuperação de campos maduros dependerá da agilidade da implementação do plano de desenvolvimento da Petrobras. Para isto é importante:
 - redução da insegurança jurídica e do risco regulatório do processo de venda de ativos da Petrobras
 - solucionar questões regulatórias, tais como:
 - os prazos das concessões
 - regulação de descomissionamento.
 - Licenciamento ambiental

obrigado
edmar@ie.ufrj.br

