

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

Texto Para Discussão

Atratividade do Upstream Brasileiro para Além do Pré-sal

Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ

Grupo de Economia da Energia:

Prof. Edmar de Almeida

Prof. Luciano Losekann

William Adrian Clavijo Vitto

Gerência de Análise Econômica - IBP:

Luciana Nunes

Felipe Botelho

Felipe Costa

Junho de 2017



Índice Analítico

Lista de Gráficos.....	3
Lista de Tabelas	4
Lista de Figuras	4
Lista de abreviaturas e siglas	5
Resumo Executivo	5
1. Contextualização e objetivo do trabalho	10
2. Esforço Exploratório no Brasil: um diagnóstico	16
2.1. Atividade Exploratória no segmento offshore fora do Pré-sal	21
2.2. Nível de atividade no ambiente <i>onshore</i> no Brasil	23
3. A Oportunidade dos Campos Maduros.....	26
4. Atratividade do Upstream Brasileiro fora do Pré-sal	31
4.1. Ambiente <i>offshore</i> em águas profundas	34
4.2. Ambiente <i>offshore</i> em águas rasas.....	38
4.3. Ambiente <i>onshore</i>	41
5. Agenda de mudanças regulatórias para estímulo ao investimento fora da área do Pré-sal.....	45
6. Referências Bibliográficas.....	48

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Evolução da produção de petróleo no Brasil por ambiente exploratório.....	12
Gráfico 2 - Evolução da produção de gás natural no Brasil por ambiente exploratório.....	12
Gráfico 3 - Evolução do número de sondas em operação no Brasil.	18
Gráfico 4 - Poços perfurados por localização (terra e mar), entre 2006 e 2015. 19	
Gráfico 5 - Poços exploratórios perfurados, por localização (terra e mar), segundo o tipo - 2006 - 2015.	20
Gráfico 6 - Notificação de descobertas de gás natural.	21
Gráfico 7 - Notificação de descobertas em blocos marítimos além das bacias do Pré-Sal.	22
Gráfico 8 - Poços perfurados em terra segundo o tipo, entre 2006 e 2015.	24
Gráfico 9 - Notificação de descobertas em blocos terrestres.....	24
Gráfico 10 - Evolução trimestral das perdas dos campos da Petrobras na Bacia de Campos.	29
Gráfico 11 - Histórico e projeções de eficiência operacional dos campos operados pela Petrobras na Bacia de Campos.	29
Gráfico 12 - Composição do preço de <i>break-even</i> para um projeto de E&P em águas profundas.	36
Gráfico 13 - Taxa de retorno de projetos em águas profundas segundo cenários de custos (CAPEX+OPEX).....	37
Gráfico 14 - Taxa de retorno de projetos em águas profundas segundo cenários de preços do petróleo.	37

Gráfico 15 - Composição do preço de <i>break-even</i> para um projeto de E&P em águas rasas.....	39
Gráfico 16 - Taxa de retorno de projetos em águas rasas segundo cenários de custos (CAPEX+OPEX).	40
Gráfico 17 - Taxa de retorno de projetos em águas rasas segundo preço do petróleo e concessão de incentivos para a atratividade.	41
Gráfico 18 - Composição da receita do projeto de gás em terra.....	43
Gráfico 19 - Taxa de retorno de projetos de gás natural em terra segundo cenários de redução de custos (CAPEX e OPEX).	44
Gráfico 20 - Taxa de retorno de projetos de gás em terra segundo preço do gás e concessão de incentivos para a atratividade.....	45

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dados da produção de Petróleo de 20 maiores campos produtores da Bacia de Campos em 2016.	27
Tabela 2 - Rodadas planejadas pelo Governo Federal, entre 2017 e 2019.....	33
Tabela 3 – Custos totais de produção por atividade em um projeto de pós-sal de 500 milhões de barris	35
Tabela 4 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente de águas rasas.....	38
Tabela 5 – Premissas das estimativas para o gás convencional.	42

Lista de Figuras

Figura 1 - Bacias sedimentares no Brasil.	10
--	----

Lista de abreviaturas e siglas

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
 b/d – barris por dia
 boe – barril de óleo equivalente
 boe/d – barril de óleo equivalente por dia
break even – preço de viabilidade do projeto
 CAPEX – Capital Expenditures
 CVU – custo variável unitário (termelétricas)
 E&P – Exploração e Produção
 FPSO – *Floating Production Storage and Offloading*
 GNL – gás natural liquefeito
 MMBtu – Milhões de British Thermal Units
 MME – Ministério das Minas e Energia
 OPEX – Operational Expenditures
 PROEF – Programa de Eficiência Operacional da Bacia de Campos
 m³/d – metros cúbicos por dia
 TIR – taxa interna de retorno

Resumo Executivo

O Brasil possui 35 bacias sedimentares, as quais compõem uma área de 6,4 milhões km², sendo 4,9 milhões km² compostos por bacias terrestres e 1,5 milhão km² por bacias localizadas na plataforma continental.

Desde a década de 1980 o esforço exploratório da indústria brasileira do petróleo esteve concentrado nas bacias localizadas em áreas *offshore*. Com a abertura do setor, a partir de 1997, e a realização das rodadas de licitação, a indústria experimentou uma maior diversificação do esforço exploratório, abrindo novos horizontes para o potencial geológico do País. Naquele momento, o principal objetivo da política petrolífera nacional era a busca da autossuficiência, considerando a escassez de recursos petrolíferos frente a uma demanda crescente por derivados. Com a descoberta do Pré-Sal em 2007, um novo paradigma geológico se colocou ao país, impactando a política petrolífera e a dinâmica exploratória nacional.

O esforço exploratório brasileiro nas bacias terrestres e nas bacias marítimas, em particular fora do polígono do Pré-Sal, vem caindo desde 2012, em função da interrupção das rodadas de licitação entre 2009 e 2012 e do foco crescente dos

principais *players* do setor nos campos do Pré-Sal. Este cenário de desaceleração do esforço exploratório foi agravado com a queda dos preços, a partir da segunda metade de 2014, e a crise financeira da Petrobras.

Uma década após ter sido descoberto, o Pré-Sal já é responsável por 47,3% da produção nacional de petróleo e por 37,6% da produção de gás natural. Durante o mesmo período, a produção petrolífera das áreas do pós-sal experimentou uma queda de mais de 800 mil barris por dia, desde 2010. Essa tendência de queda, também foi acompanhada pela produção das bacias terrestres.

Este Texto para Discussão avalia as condições para a atração de investimentos para áreas fora do Polígono do Pré-Sal, a fim de identificar uma agenda para avanços da política petrolífera nacional que possa melhorar as condições de atratividade de investimentos em E&P.

Inicialmente, se contextualiza o mercado de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. O passo seguinte foi fazer um diagnóstico detalhado da evolução recente do esforço exploratório no Brasil. Este demonstrou que a retração do esforço de investimento seja pela queda dos preços do petróleo, seja pelo posicionamento da Petrobras fora da área do Pré-Sal contribuíram para colocar o nível de atividade exploratória nestas áreas em seu mínimo histórico. Desta forma, se não forem tomadas medidas rápidas para reativar os investimentos exploratórios, as consequências serão graves, desarticulando, por exemplo, a cadeia de valor do segmento *onshore*, com impactos negativos para o nível de emprego e arrecadação de impostos pelo setor. Ademais, a decadência da indústria petrolífera em suas diversas bacias gera impactos para a segurança de abastecimento nacional.

Em seguida, mostra-se que a ênfase no desenvolvimento dos reservatórios do Pré-Sal coloca em segundo plano projetos para aumentar a taxa de recuperação em campos maduros no país. Uma parte considerável dos campos maduros nas áreas marítimas encontram-se na Bacia de Campos, a qual é responsável por mais da metade da produção brasileira de petróleo e gás natural. Desde 2009, a

produção da Bacia de Campos caiu de 1,85 milhões boe/d para 1,58 milhões boe/d em maio de 2017. Dos 49 campos ativos nessa Bacia sedimentar, 44 deles já atingiram o pico da produção e 7 deles tem uma taxa de declínio anual acima de 10% após o pico da produção, um nível de declínio elevado quando comparado com os padrões internacionais.

Apesar dos esforços da Petrobras para melhorar a eficiência operacional na Bacia de Campos, esta apresentou uma queda acelerada na produção, existindo assim uma oportunidade para a elevação do fator de recuperação de hidrocarbonetos nesta bacia, a partir de investimentos em tecnologias de recuperação secundária e terciária.

A possibilidade de implementar um programa de investimentos para aumentar a taxa de recuperação, pelo menos nos grandes campos maduros da Bacia de Campos, dependerá da capacidade de investimento da estatal ou da adoção de novos modelos de negócios com a atração de sócios estratégicos para investimentos em tecnologias de recuperação avançada.

Com relação às bacias terrestres, como parte de seu plano de desinvestimentos, a Petrobras lançou o “Projeto Topázio”, representando uma oportunidade relevante para atrair novos atores interessados em investir na melhoria do fator de recuperação desses campos.

No entanto, a empresa enfrenta barreiras políticas e regulatórias para realizar esse processo de desinvestimento. Do ponto de vista político, a oposição dos sindicatos e governos locais tem judicializado o processo. Adicionalmente, a Petrobras é objeto de um forte escrutínio dos órgãos de controle externo que impõem regras e limites ao processo de venda de ativos.

A atração de investimentos para campos maduros e para exploração petrolífera fora do Pré-Sal vai depender das condições de atratividade destes investimentos para o capital privado, *vis-à-vis* opções de investimentos em outros países. Visando a atrair investimentos para a indústria brasileira do petróleo, o governo decidiu retomar a realização de rodadas de licitação de blocos exploratórios e

implementar um calendário plurianual de rodadas de licitação, planejando a organização de 10 rodadas, entre 2017 e 2019.

Evidentemente, o sucesso desse esforço do governo vai depender das condições de atratividade da exploração no País, dado o contexto do mercado internacional de petróleo.

Buscando estimar a atratividade de projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural em ambiente fora do Pré-Sal, este estudo utilizou o modelo "Upstream GEE/IBP" para calcular os indicadores de atratividade dos projetos, valores de investimento e participações governamentais a partir de informações da indústria e da identificação do valor de investimento associado a cada grupo de infraestrutura (sísmica, poços pioneiros, de extensão e desenvolvimento, *subsea*, *FPSO*, escoamento, abandono e outros).

Os resultados evidenciaram que os projetos no ambiente *offshore* em águas profundas fora do polígono do Pré-Sal, ainda no contexto de preços atual, são atrativos para investimentos. No entanto, para projetos em ambiente *offshore* de águas rasas e em áreas terrestres a economicidade é mais desafiadora. Nesse sentido, se faz necessária a discussão de uma agenda de mudanças regulatórias e políticas de incentivo que permitam melhorar a atratividade dessas áreas para novos investimentos, que inclui:

- a) Mudanças na regulação para redução dos custos destes projetos através da:
 - 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; e
 - Redução do risco do processo de licenciamento ambiental.
- b) Melhoria das condições de monetização da produção dos pequenos campos petrolíferos através de:
 - Compartilhamento de infraestrutura de transporte e estocagem e uma política de compras do petróleo por refinarias nacionais; e

- Acesso ao mercado de gás e energia elétrica pelos produtores de gás natural.

A retomada dos leilões de novas áreas representa medida importante para reativação da indústria, mas tem impacto apenas a médio e longo prazo. É muito importante também atentar para os obstáculos da reativação dos investimentos no curto prazo, que dependerá do desenvolvimento das descobertas existentes e do aproveitamento das oportunidades para aumento da taxa de recuperação de campos maduros localizados em terra e no mar, particularmente na Bacia de Campos.

Atualmente, este tipo de investimento tende a não ser o foco da Petrobras, decidida em concentrar recursos em projetos no Pré-Sal, que apresentam maior retorno. A política de desinvestimento da empresa é um fator determinante da retomada mais rápida dos investimentos no setor, pois abre a possibilidade de que outros atores invistam em ativos existentes.

Portanto, é fundamental enfrentar as barreiras que possam criar dificuldades para o processo de desinvestimento da Petrobras. O governo pode ter um papel mais ativo na redução da insegurança jurídica e do risco regulatório vinculados a venda de ativos da Petrobras. É importante solucionar questões regulatórias que possam criar insegurança aos compradores desses ativos tais como: o prazo das concessões e a regulação de descomissionamento.

Incertezas quanto às condições para renovação dos contratos de concessão ou aos passivos relativos ao descomissionamento destes ativos, certamente contribuem para sua desvalorização. Desta forma, a redução da incerteza regulatória contribui não apenas para a valorização dos ativos da Petrobras, mas também agiliza o processo de desinvestimento da empresa e, conseqüentemente, a retomada dos investimentos no setor.

1. Contextualização e objetivo do trabalho

Apesar de possuir 35 bacias sedimentares, com área total de 6,4 milhões de quilômetros quadrados (km²)¹, até a abertura do setor petrolífero nacional o esforço exploratório do país estava concentrado em poucas bacias, com destaque para as áreas *offshore*. A abertura do setor e a realização das rodadas de licitação de blocos exploratórios diversificou a atividade de exploração no Brasil, abrindo novos horizontes para o conhecimento do potencial geológico do País. Cerca de 100 novas concessionárias foram atraídas para atuar nesse setor.

Figura 1 - Bacias sedimentares no Brasil.



Fonte: ANP

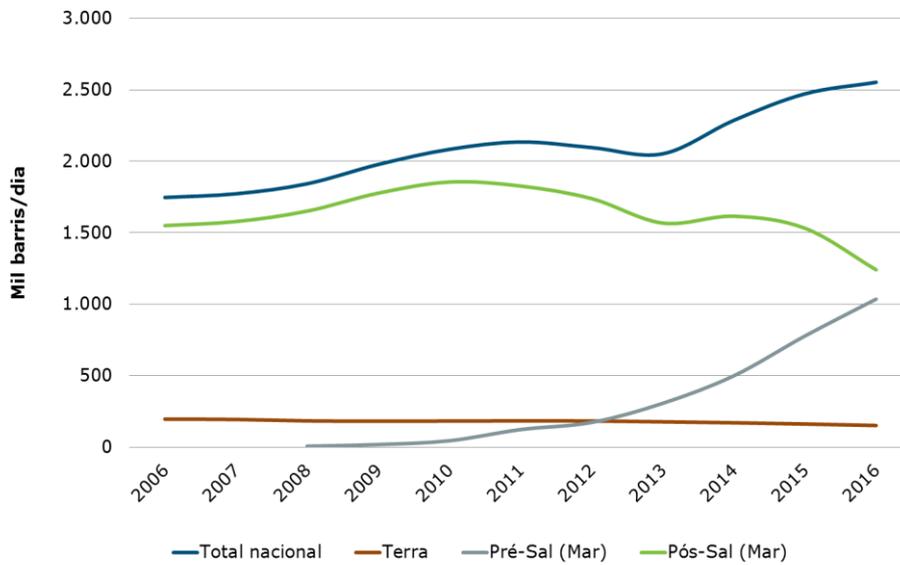
¹ Deste total, 4,9 milhões km² estão localizados em terra e 1,5 milhão km² na plataforma continental (CNI, 2015).

Tradicionalmente, o principal objetivo da política exploratória nacional foi a busca pela autossuficiência de petróleo, em função da escassez de recursos petrolíferos frente a uma demanda crescente por seus produtos. O grande volume de recursos petrolíferos descobertos no Pré-Sal na década de 2000 mudou radicalmente o panorama geológico nacional e colocou o Brasil no grupo dos países de maior potencial petrolífero no mundo. Esse novo paradigma geológico gerou impactos muito importantes para a política e para a dinâmica exploratória no País. Tão logo, o Brasil passou a ser um exportador líquido de petróleo e o interesse exploratório e produtivo se voltou para a área do Pré-Sal, pela sua produtividade diferenciada frente a um cenário de preços do petróleo restritivo.

Em março de 2017, a produção nacional de petróleo foi de 2,550 milhões de barris por dia (b/d) enquanto a produção de gás natural atingiu 101,3 milhões de m³ por dia (m³/d), distribuída ao longo de 291 campos produtores. Desta produção, a participação das bacias marítimas foi de 94,4% no caso do petróleo e de 83,3% para o caso do gás natural, como indica o Gráfico 1 e o Gráfico 2.

Do total da produção nacional de petróleo, 47,3% foi proveniente de campos do pós-sal em mar, 47,4% dos campos do pré-sal e 5,3% de campos localizados em bacias terrestres. No caso da produção nacional de gás natural, 37,1% foi oriunda de campos do pós-sal em mar, 45,6% foi proveniente dos campos do pré-sal e 17,2% das bacias terrestres (ANP, 2017).

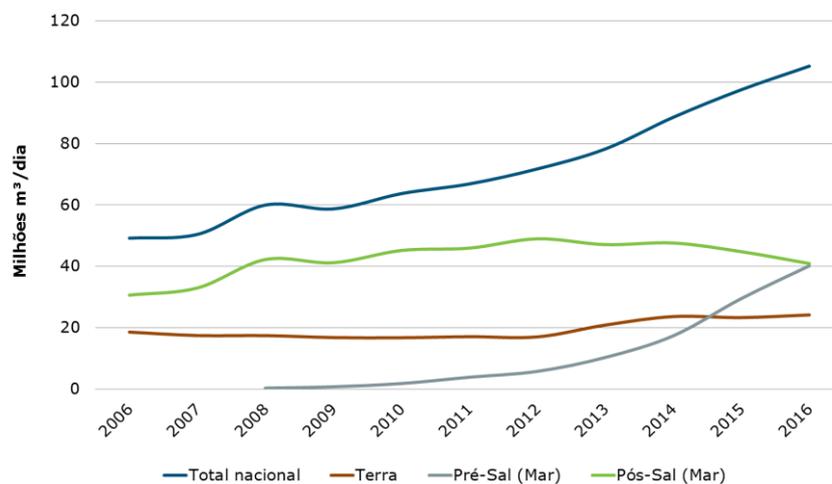
Gráfico 1 - Evolução da produção de petróleo no Brasil por ambiente exploratório.



Nota: óleo e condensado. Não inclui LGN (GLP e C5+).

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP.

Gráfico 2 - 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

É importante ressaltar a queda acentuada da produção das áreas do pós-sal, principalmente nos campos maduros da Bacia de Campos, de quase 800 mil b/d desde 2010. Essa queda tem sido compensada pelo expressivo crescimento da produção do Pré-Sal, que registra pouco mais de um milhão de barris diários. A produção terrestre também apresenta tendência de queda desde 2006, passando de um pico de 196 mil b/d para 151 mil b/d, em 2016.

No caso do gás natural o comportamento da produção em áreas do Pré-Sal e do pós-sal acompanhou a produção de petróleo. A produção terrestre, que vinha em declínio desde 2005, apresentou uma leve recuperação em 2010, com o início da produção da bacia de Parnaíba e o crescimento da produção de gás da bacia do Solimões, no Amazonas, após a conclusão do gasoduto de Coarí a Manaus (CNI, 2015; MME, 2017).

O Pré-Sal, com seu grande volume de recursos petrolíferos, apresenta características geológicas diferenciadas em termos de tamanho² e de produtividade dos campos. Em março de 2017, os campos do Pré-Sal apresentaram uma produtividade média por poço produtor de 21 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d), enquanto nos demais campos *offshore* esta produtividade média situou-se em 2,48 mil boe/d (ANP, 2017).

Em função desse grande diferencial, a produção de petróleo brasileira vem crescendo ao mesmo tempo que há a redução do nível de atividade no setor, em particular, da atividade exploratória. Entre março de 2016 e março de 2017, a produção de petróleo e gás no país cresceu de 2,83 para 3,19 milhões de boe/d e a produção do Pré-Sal passou de 1,1 para 1,5 milhões de boe/d.

O número de sondas em operação no país caiu de 50, em janeiro de 2014, para apenas 15, em abril de 2015 (BACKER HUGHES, 2017). Em áreas terrestres, nesse período, houve queda acentuada de 21 para apenas 4 sondas. O número

² Grande presença de campos gigantes, isto é, com mais de um bilhão de barris de recursos recuperáveis.

de poços perfurados vem caindo na mesma proporção da redução do número de sondas ativas. Portanto, constata-se forte redução do esforço exploratório no País, gerando, como consequência, uma diminuição acelerada no número de notificações de descobertas, que caíram de 173, em 2012, para apenas 22, em 2016.

É importante salientar que a eventual decadência das bacias fora do Pré-Sal pode até não comprometer a autossuficiência brasileira na oferta de petróleo e gás no curto e no médio prazos, mas representa uma restrição ao desenvolvimento pleno da indústria petrolífera nacional, com consequências ao nível das políticas para o setor.

A oportunidade trazida pela produção concentrada no polígono do Pré-Sal acaba desviando a política petrolífera nacional de alguns objetivos importantes, tais como:

- a) Maximização dos impactos econômicos dos investimentos no setor de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em todo o território nacional;
- b) Busca de um suprimento abundante, diversificado e competitivo de gás natural; e
- c) Segurança do abastecimento através da diversificação das fontes de suprimento de petróleo e gás produzido no país.

Quanto à maximização dos impactos econômicos, é importante salientar que dado o grande diferencial na produtividade dos campos gigantes do Pré-Sal em relação a outros ambientes geológicos, a elevação da produção de petróleo pode ocorrer com um baixo esforço exploratório e poucos poços produtores. Dessa forma, a concentração do investimento no Pré-Sal pode reduzir significativamente o nível de atividade no setor petrolífero e setores correlatos. Um benefício importante da promoção de investimentos em diversos ambientes geológicos é a retomada do nível de atividade econômica, viabilizando a criação de empregos diretos e indiretos, através dos efeitos de encadeamento nas demais atividades primárias, industriais e de serviços.

Além do dinamismo econômico gerado por atividades de exploração diversas, a diversificação melhora as condições de garantia do abastecimento nacional. A promoção da exploração em áreas terrestres e águas rasas, por exemplo, pode contribuir para reduzir a dependência por importações no mercado nacional de gás natural. Entre 2014 e 2015, o gás importado da Bolívia e por gás natural liquefeito (GNL) representou cerca de 50% da oferta nacional. Em 2016, este valor caiu para cerca de 40% em função da menor demanda das termelétricas a gás natural. Dessa forma, a promoção da exploração de gás natural deve ser considerada uma dimensão importante da política exploratória nacional. Vale ressaltar que a produção de gás natural em águas profundas apresenta grandes desafios por seus custos de escoamento e, particularmente no Pré-Sal, custos relevantes de produção em função da profundidade dos reservatórios e custos para o tratamento de contaminantes (e.g. concentração de CO₂), assim afetando sua comercialidade³. Portanto, a busca de um suprimento doméstico abundante e competitivo de gás natural passa pela promoção da atividade de exploração nas diversas bacias brasileiras.

Desde a década de 1980, o esforço exploratório e produtivo nacional foi orientado pelo aproveitamento do potencial geológico das bacias *offshore* em função dos seus melhores resultados. Num contexto de escassez de recursos para investimento, o segmento terrestre teve menor destaque. Em 1997, a abertura do setor petrolífero contribuiu para atrair investimentos para bacias terrestres e áreas de fronteira geológica no Brasil. Entretanto, observou-se uma tendência majoritária das diversas empresas petrolíferas de seguirem a estratégia exploratória da Petrobras, através de associações com ela.

A descoberta dos megacampos no Pré-Sal em 2007 reforçou o foco da Petrobras e dos principais parceiros de atuar no *offshore*, particularmente em águas profundas e ultraprofundas. A crise financeira da Petrobras e a queda dos preços

³ Para mais detalhes sobre os custos de produção de gás no Pré-Sal ver ALMEIDA, et al. (2017).

do petróleo em 2014 levaram a estatal a implementar um plano de parcerias e desinvestimento da ordem de US\$ 40 bilhões para os próximos 10 anos (PETROBRAS, 2016), implicando uma reformulação do plano de negócio da empresa e uma racionalização do seu portfólio de projetos, priorizando as áreas consideradas estratégicas, em particular na atuação no polígono do Pré-Sal. Essa nova estratégia significa uma redução dos investimentos fora do Pré-Sal e também está associada a venda de ativos. Dessa forma, o futuro da atividade nas diversas bacias vai depender da atratividade dessas áreas para o investimento de outras empresas.

Neste contexto, torna-se fundamental avaliar as condições para a atração de investimentos para áreas fora do polígono do Pré-Sal. Este Texto para Discussão busca mostrar a evolução recente do esforço exploratório em diversos ambientes de E&P fora do Pré-Sal, bem como os desafios para atração de investimentos para estas áreas.

Além desta seção introdutória, este texto foi dividido em outras quatro seções. A seção dois apresenta um diagnóstico do contexto atual dos esforços exploratórios no país. A seção três analisa o potencial e os desafios para atração de investimentos voltados para o aumento da taxa de recuperação de campos maduros. A seção quatro apresenta uma análise do nível de atratividade dos investimentos no atual contexto de mercado. Finalmente, a quinta seção busca identificar 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.

2. Esforço Exploratório no Brasil: um diagnóstico

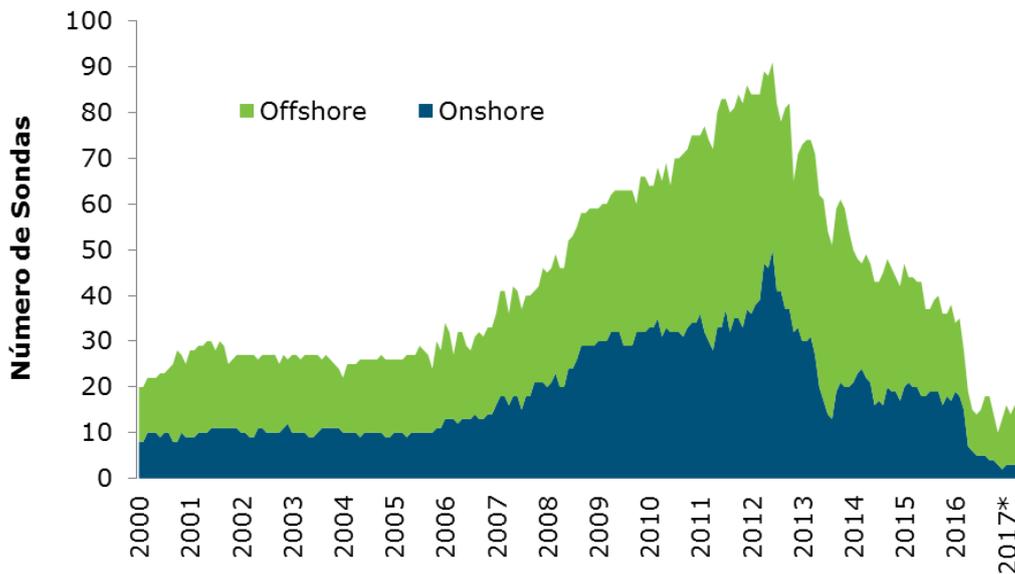
Várias bacias marítimas e terrestres brasileiras são consideradas como nova fronteira geológica, uma vez que ainda não foram exploradas de forma significativa. Dentro desse grupo se encontram as bacias terrestres do Acre, Madre de Deus, Parecis, Alto Tapajós, Pantanal e Marajó, além das bacias marítimas de Pelotas, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. Apenas as bacias de

Campos, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará podem ser consideradas maduras. Dada a amplitude territorial e o pouco conhecimento geológico acumulado no País, é possível afirmar que o potencial de produção de hidrocarbonetos ainda não foi devidamente dimensionado.

O esforço exploratório brasileiro nas bacias terrestres e marítimas cresceu consistentemente de 2006 até 2012, período em que o país foi capaz de atrair um volume expressivo de investimentos para a exploração. Os preços elevados do petróleo aumentaram a atratividade dos projetos de E&P, cujos investimentos aumentaram de US\$ 4 bilhões para US\$ 40 bilhões entre o ano 2000 e 2014 (ALMEIDA et al., 2016). Com a interrupção de rodadas de licitação em 2009 e retomada apenas em 2013, a posterior queda dos preços do petróleo e a crise financeira do setor, a partir da segunda metade de 2014, a atividade exploratória encolheu drasticamente. Em 2016, os investimentos no setor caíram para cerca de US\$ 20 bilhões, e passaram a se concentrar em projetos de desenvolvimento da produção no Pré-Sal.

O número de sondas em operação é um bom indicador da dinâmica exploratória. Em junho de 2012 havia 91 sondas ativas no Brasil (Gráfico 3). Este número caiu para apenas 14 sondas em maio de 2017. De acordo com dados da ANP, dessas 14 sondas, oito encontram-se em bacias marítimas (sendo sete delas especificamente no Pré-Sal da bacia de Santos) e as seis restantes em bacias terrestres.

Gráfico 3 - Evolução do número de sondas em operação no Brasil.

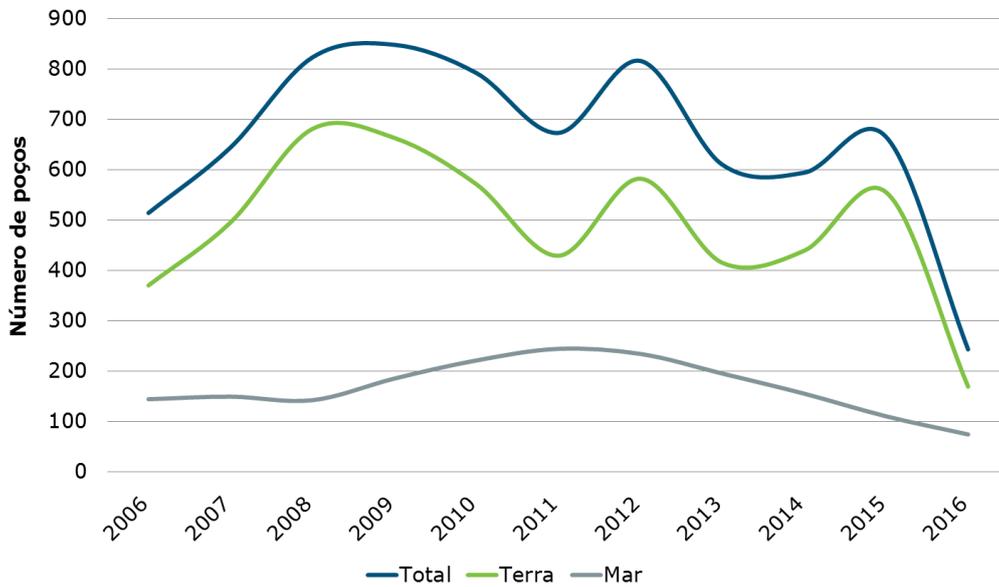


*Dados até maio 2017

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

Como consequência da redução do número de sondas em operação, observou-se uma queda no número total de poços perfurados anualmente (Gráfico 4). Assim como o total de sondas, essa queda aconteceu de forma mais pronunciada a partir de 2012, ainda quando o preço do petróleo estava num patamar elevado, e se aprofundou em 2016. A perfuração de poços em terra caiu de 2012 para 2013, recuperando-se em 2014, mas diminuiu abruptamente em 2016. Naquele ano, apenas 169 poços terrestres foram perfurados no Brasil, sendo que cerca de 90% deles foram perfurados na Bacia Potiguar. Tratam-se de poços de baixa profundidade.

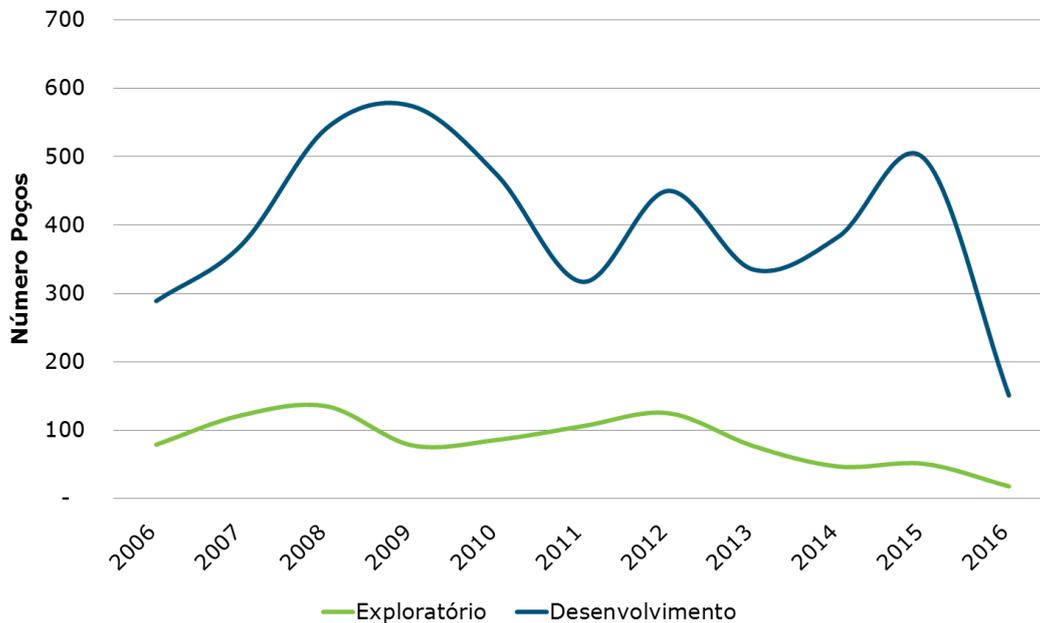
Gráfico 4 - Poços perfurados por localização (terra e mar), entre 2006 e 2015.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

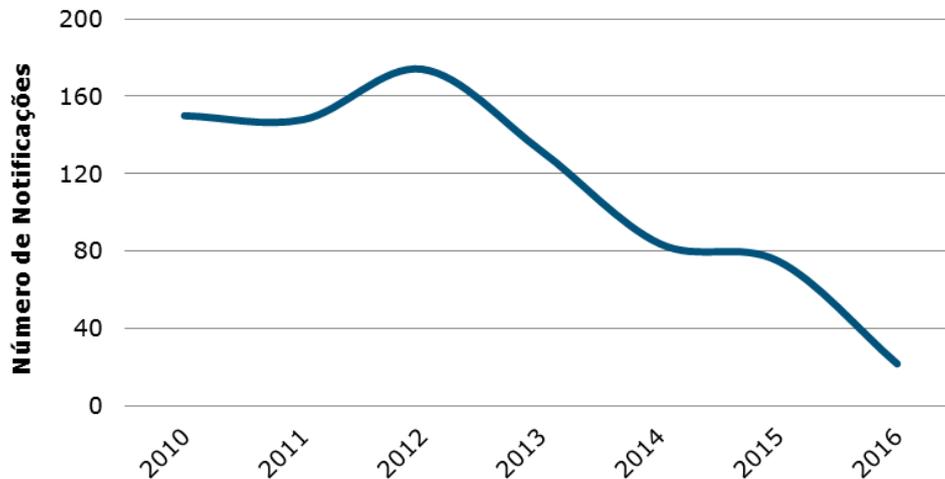
O Gráfico 5 apresenta a evolução do número de poços perfurados por tipo, isto é, exploratório ou de desenvolvimento da produção. Observa-se uma forte queda do esforço exploratório a partir de 2012, o que confirma o foco das empresas no desenvolvimento de campos já descobertos neste período.

Gráfico 5 - Poços exploratórios perfurados, por localização (terra e mar), segundo o tipo - 2006 - 2015.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A queda da atividade exploratória afetou o número de notificações de descobertas no Brasil, as quais caíram de 173, em 2012, para apenas 22, em 2016. Em 2017, ocorreram apenas duas notificações de descoberta no País sendo todas elas no ambiente terrestre. Em abril de 2017, o Brasil completou 500 dias sem notificações de descobertas em perfuração pioneira em ambiente offshore (GAUDARDE, 2017a).

Gráfico 6 - Notificação de descobertas de gás natural.

Fonte: Elaboração própria a partir da ANP

2.1. Atividade Exploratória no segmento offshore fora do Pré-sal

O esforço exploratório de petróleo e gás em campos *offshore* vem caindo fortemente nos últimos anos. Primeiramente, isso se deve em parte à paralisação de rodadas de licitações, quando da revisão do marco regulatório do setor, após as descobertas dos campos gigantes do Pré-Sal. No período de 2009 a 2013 não ocorreram rodadas de licitações, o que resultou na redução das possibilidades de novas áreas para exploração no país.

Após a retomada das rodadas de licitação, em 2013, o processo de concessão de blocos exploratórios atraiu muito interesse da indústria, com destaque para a Rodada 11, em 2013, quando foram arrecadados R\$ 2,8 bilhões em bônus de assinatura (ANP, 2016). Entretanto, as atividades de exploração nos blocos concedidos nessa rodada ainda não foram iniciadas em razão de dificuldades de licenciamento ambiental, em particular nas bacias de fronteira geológica de Pará-Maranhão e Foz do Amazonas, até o momento em discussão.

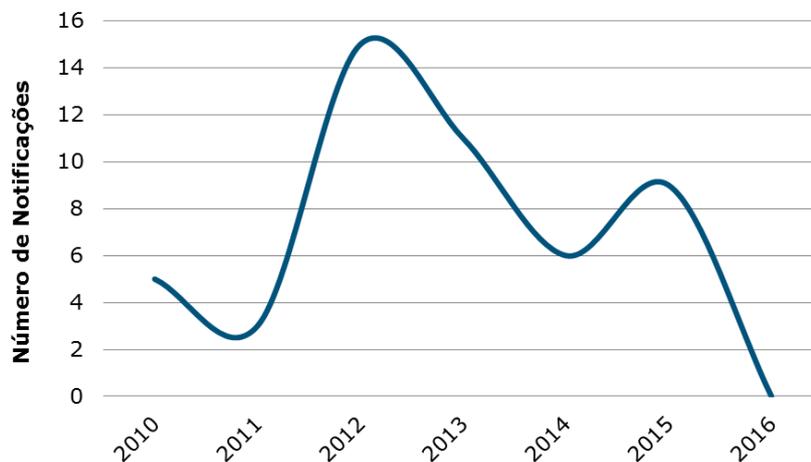
O interesse da indústria pela exploração no Brasil se retraiu principalmente a partir da queda do preço do petróleo em 2014 e a perspectiva de manutenção de

preços em patamares inferiores aos observados nos anos anteriores. A Rodada 13, ocorrida em 2015, ofertou 266 blocos exploratórios e teve apenas 37 arrematados. O valor total de bônus arrecadado nesta rodada foi de apenas R\$ 121,03 milhões.

Em março de 2017, existiam 125 blocos exploratórios concedidos em bacias marítimas, sem contar as bacias de Campos, Santos e Espírito Santo. Nesse mesmo mês, não foi registrado nenhum bloco exploratório com atividades de perfuração.

A atividade de exploração *offshore* fora do Pré-Sal atravessa um momento muito difícil. Os dados relativos às notificações de descoberta nestas bacias⁴ evidenciam esta situação (Gráfico 7). Após chegar a 15 notificações, em 2012, a trajetória foi de queda constante até a ausência de notificações, em 2016

Gráfico 7 - Notificação de descobertas em blocos marítimos além das bacias 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

⁴ Foram consideradas todas as bacias *offshore* com exceção das bacias do Espírito Santo, Campos e Santos.

Em janeiro de 2017, somente nove blocos se encontravam na fase de desenvolvimento, sendo quatro localizados na bacia de Camamu, quatro na bacia Potiguar e um na de Sergipe (ANP, 2017).

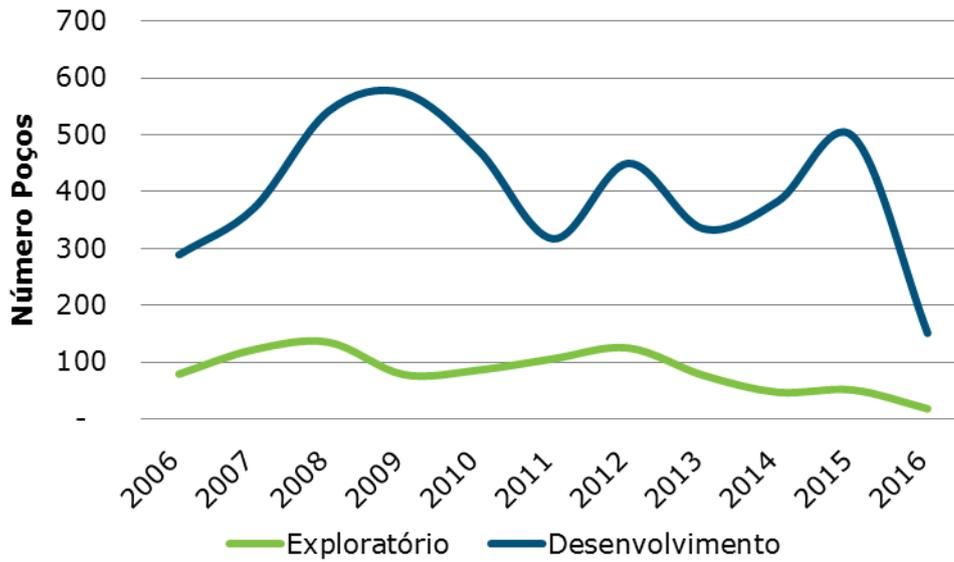
2.2. Nível de atividade no ambiente *onshore* no Brasil

As bacias sedimentares terrestres no Brasil são de grandes dimensões, algumas delas consideradas maduras, mas a maioria ainda é classificada como de fronteira. Nas bacias maduras *onshore*, o volume de recursos recuperáveis é potencialmente menor, entretanto o risco de exploração é mais baixo em decorrência do maior conhecimento geológico sobre tais áreas. Áreas maduras tem um atrativo para empresas que procuram projetos de baixo risco e com menor necessidade de investimento de capital para sua viabilização (MME, 2017).

Nas bacias maduras também se encontram áreas de acumulações marginais, as quais, ainda que não agreguem valor significativo ao portfólio de projetos das empresas de grande porte, podem ser operados por empresas de menor porte, com estruturas de custo enxutas e mais adequadas, permitindo aumentar a produção desses campos, postergando seu horizonte econômico (MME, 2017). Atualmente, existem 151 blocos exploratórios concedidos em terra (ANP, 2017). Em 2016, apenas 16 blocos exploratórios foram perfurados e nos primeiros quatro meses de 2017 foram perfurados outros seis (GAUDARDE, 2017b; ANP, 2017).

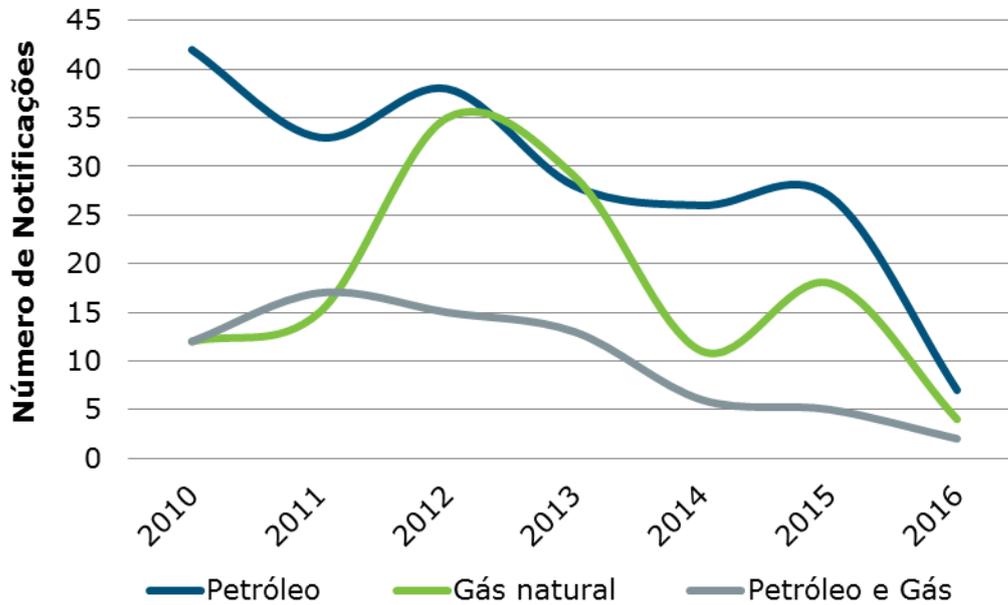
O Gráfico 8 mostra que o número de poços exploratórios caiu para menos da metade após 2012. O número de poços de desenvolvimento caiu fortemente em 2016. A desaceleração do esforço exploratório nas bacias terrestres do Brasil resultou na redução do número de notificações de descobertas de indícios de petróleo e gás natural. O número de notificações passou de 50, em 2012 para apenas uma em abril de 2017, como mostra o Gráfico 9.

Gráfico 8 - Poços perfurados em terra segundo o tipo, entre 2006 e 2015.



Fonte: Elaboração própria a partir da ANP

Gráfico 9 - Notificação de descobertas em blocos terrestres.



Fonte: Elaboração própria a partir da ANP.

No caso da exploração terrestre, uma razão importante para a queda dos investimentos foi a crescente dificuldade de financiamento da exploração por parte de novas empresas de capital nacional, que assumiram um papel relevante no segmento terrestre. A forte redução da liquidez do mercado de capitais para o Brasil e no exterior com a queda da OGX, em 2012, atingiu várias empresas de capital nacional que estavam focadas na exploração terrestre (em particular a HRT e Petra Energia). Além disso, é possível observar que a exploração terrestre no Brasil enfrenta uma crescente concorrência com os países da América Latina para atrair investimentos e com a não realização de rodadas de licitação, entre 2009 e 2012, a renovação do portfólio de exploração das concessionárias foi prejudicada, com impactos negativos sobre o esforço exploratório em terra (CNI, 2015).

Adicionalmente, a atratividade dos investimentos de exploração em terra no Brasil vem sofrendo em função do risco regulatório ainda elevado no setor. A evolução da regulação e a crescente judicialização da exploração de recursos não convencionais são exemplos desse problema. Os contratos da 12ª Rodada de Licitações, que previam a perfuração não convencional, foram judicializados em vários estados por iniciativa do Ministério Público Federal. Em 2014, a Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do Estado de Minas Gerais decretou uma moratória nos licenciamentos de poços não convencionais⁵. Desta forma, a judicialização afetou até mesmo a exploração por métodos convencionais, já que os contratos da 12ª Rodada previam a perfuração de pelo menos um poço até a rocha geradora, com intuito de analisar o potencial para a produção não convencional.

⁵ Vale ressaltar que a bacia do São Francisco apresenta potencial apenas para produção de gás não convencional.

3. A Oportunidade dos Campos Maduros

A queda da produção de petróleo no segmento terrestre e em boa parte dos reservatórios *offshore* (Gráfico 1 e

Gráfico 2) fora do Pré-Sal geológico, aponta para a existência de oportunidades importantes para investimentos em recuperação secundária e terciária de petróleo e gás no Brasil. O foco dos investimentos da Petrobras nos reservatórios do Pré-Sal colocou em segundo plano não apenas a exploração em outras bacias, mas também projetos para aumento da taxa de recuperação em campos maduros no país.

No caso do gás natural o comportamento da produção em áreas do Pré-Sal e do pós-sal acompanhou a produção de petróleo. A produção terrestre, que vinha em declínio desde 2005, apresentou uma leve recuperação em 2010, com o início da produção da bacia de Parnaíba e o crescimento da produção de gás da bacia do Solimões, no Amazonas, após a conclusão do gasoduto de Coarí a Manaus (CNI, 2015; MME, 2017).

Uma parcela significativa dos campos maduros no segmento *offshore* encontra-se na Bacia de Campos. Esta é a maior bacia produtora do país, responsável por mais da metade da produção de petróleo e gás (52% em 2016). Desde 2009, a produção hidrocarbonetos naquela área vem caindo. Em 2010, a produção total foi de 1,85 milhões boe/d, caindo para 1,58 milhões boe/d em maio de 2017. Dos seus 49 campos ativos, 44 já atingiram o pico de produção.

Tabela 1 - Dados da produção de Petróleo de 20 maiores campos produtores da Bacia de Campos em 2016.

Campos	Início da Produção	Pico da Produção	Prod. no pico mil b/d	Prod. em 2016	Taxa de variação anual (até 2016)*
Roncador	1999	2009	353.752	282.488	-2%
Jubarte	2002	2016	207.516	207.516	0%
Marlim	1991	2002	586.334	162.418	-10%
Marlim Sul	1994	2012	294.110	159.447	-3%
Marlim Leste	2000	2011	157.439	83.609	-5%
Barracuda	1997	2006	163.908	55.181	-10%
Peregrino	2011	2015	74.490	62.488	-3%
Albacora Leste	1998	2007	159.897	61.427	-9%
Baleia Azul	2012	2014	64.117	50.636	-8%
Albacora	1987	1999	156.921	48.696	-9%
Caratinga	1997	2006	141.202	29.378	-15%
Argonauta	2010	2015	32.464	28.854	-2%
Baleia Franca	2010	2016	33.561	33.561	0%
Cachalote	2008	2011	70.649	22.797	-25%
Frade	2009	2011	71.483	22.433	-32%
Marimbá	1985	2005	51.932	17.028	-5%
Papa-Terra	2013	2014	24.781	14.963	-22%
Ostra	2009	2011	68.328	10.001	-47%
Espadarte	2000	2008	74.241	7.401	-23%
Pampo	1998	1999	25.586	11.233	-34%

*Exceto campos com pico de produção em 2016 (Jubarte e Baleia Franca).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A partir dos dados disponibilizados pela ANP é possível calcular a taxa de declínio anual média entre o ano do pico de produção e 2016. Como observa-se na Tabela 1, dos 20 maiores campos em declínio na Bacia de Campos, sete tem uma taxa de declínio anual acima de 10% após o pico de produção. Esse nível de taxa de declínio é elevado para os padrões internacionais, e apontam para

oportunidades de utilização de tecnologias de aumento da taxa de recuperação de petróleo.

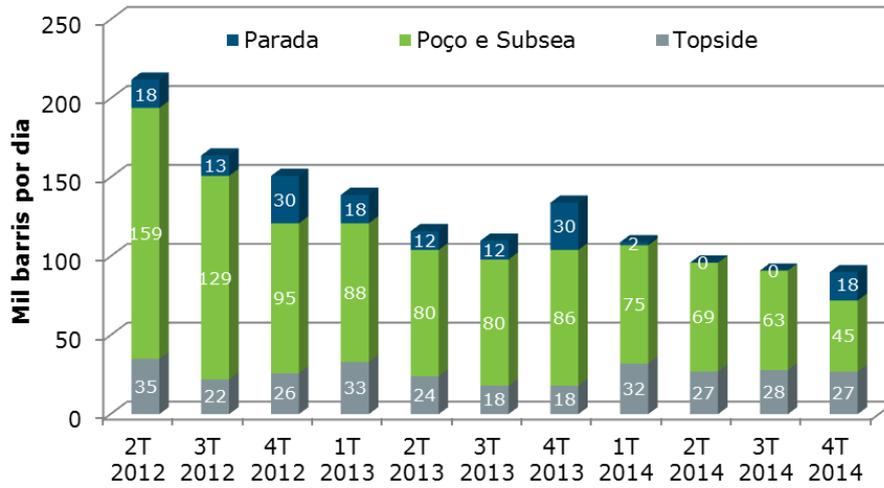
A queda da produção dos campos maduros pode estar associada a dois fatores: a redução da eficiência operacional e ao baixo fator de recuperação⁶ de petróleo. No primeiro caso, a produção é afetada pela paralização das atividades de extração, em função de problemas operacionais, como manutenção e troca de equipamentos. No segundo caso, a produção cai em virtude da falta de investimentos em tecnologias que permitam aumentar o fator de recuperação de petróleo.

Em 2012, a Petrobras lançou o Programa de Eficiência Operacional da Bacia de Campos (PROEF), a fim de conter a queda da eficiência operacional dos campos desta bacia. O PROEF se propôs a recuperar o patamar de eficiência operacional de 90% até 2016 (PETROBRAS, 2014). Para atingir esse objetivo, o programa se concentrou na implementação de ações corretivas para a recuperação da eficiência e a integridade das unidades implantadas.

Como é evidenciado no Gráfico 10, desde a implementação do PROEF na Bacia de Campos a evolução trimestral das perdas experimentou uma queda de 212 mil b/d, no segundo trimestre de 2012, para 90 mil b/d, no quarto trimestre de 2014.

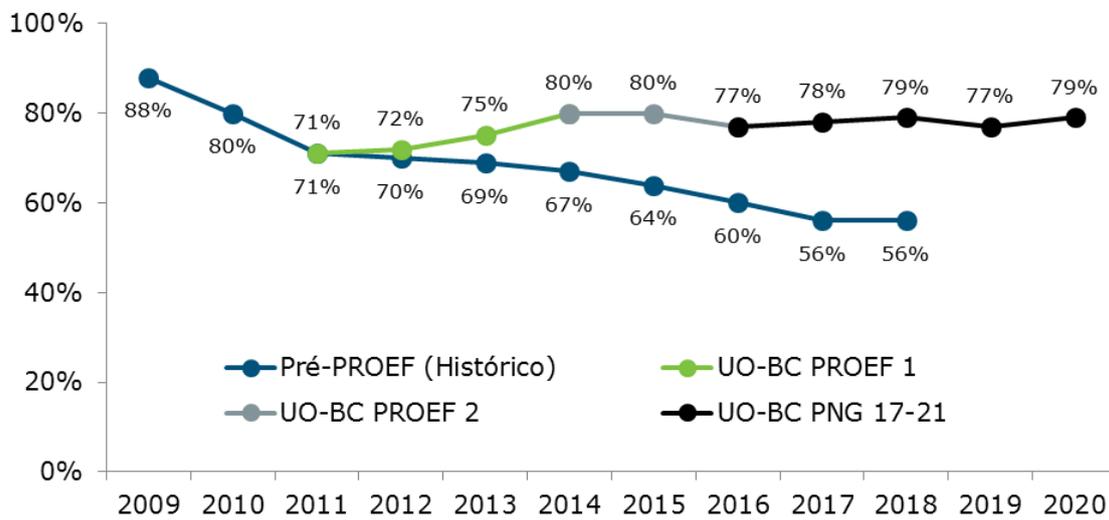
⁶ O fator de recuperação é a razão entre o volume extraído e o volume absoluto original de óleo no reservatório.

Gráfico 10 - Evolução trimestral das perdas dos campos da Petrobras na Bacia de Campos.



Fonte: Elaboração própria a partir de BASTOS et al. (2017).

Gráfico 11 - Histórico e projeções de eficiência operacional dos campos operados pela Petrobras na Bacia de Campos.



Nota: UO-BC – Unidade Operacional na Bacia de Campos

Fonte: Elaboração própria a partir de BASTOS et al. (2017).

A eficiência operacional da Bacia de Campos passou de 71% para 80%, entre 2011 e 2015, caindo para 77% em 2016. A Petrobras espera que a eficiência operacional aumente para 78%, ao longo de 2017, e que possa atingir 79%, em 2020 (ver Gráfico 11).

Mesmo com todo o esforço da Petrobras para melhorar a eficiência operacional, observou-se uma queda acelerada da produção na Bacia de Campos. Existe uma oportunidade para a elevação do fator de recuperação de hidrocarbonetos naquela bacia, a partir de investimentos em tecnologias de recuperação secundária e terciária.

Grandes campos maduros poderiam ser alvo de um programa amplo de investimentos para o aumento da taxa de recuperação de petróleo. O aproveitamento deste potencial depende da atração de capital para este segmento econômico. Muitos campos não fazem parte do plano de desinvestimento da Petrobras. Nesse sentido, o aproveitamento do potencial econômico e geológico desses campos também dependerá da capacidade de investimento da empresa ou da adoção de novos modelos de negócios com a atração de sócios estratégicos para investimentos em tecnologias de recuperação avançada. A Petrobras vem discutindo parcerias nesse tema com grandes *players* da indústria⁷.

Nas áreas terrestres, a Petrobras já tomou a decisão de venda de seus campos maduros. Neste caso, como parte do seu programa de desinvestimento, ela lançou o "Projeto Topázio" que prevê a venda 95 campos e seis blocos exploratórios em terra, além de três campos em águas rasas. Estes campos estão localizados no Rio Grande do Norte (38), no Espírito Santo (30 campos e 6 blocos), na Bahia (16), no Ceará (2) e em Sergipe (12). A venda desses ativos

⁷ Existem discussões em andamento para incluir os campos maduros da Bacia de Campos na parceria em negociação com a Statoil. Estas discussões incluiriam o aporte de capital e tecnologias de recuperação avançada por parte da Statoil em troca de participação nos campos maduros (O GLOBO, 2016)

representa uma oportunidade para atrair agentes interessados em investir na melhoria do fator de recuperação destes campos.

A simples venda desses ativos não garante necessariamente uma rápida retomada dos investimentos nos campos maduros terrestres. A velocidade e o alcance da retomada dos investimentos nesses campos dependerão de dois fatores básicos: i) dos termos e da agilidade da Petrobras na conclusão do processo de venda dos ativos; ii) da seleção de compradores comprometidos com investimentos no aumento do fator de recuperação.

A Petrobras vem enfrentando barreiras políticas e regulatórias para realizar esse processo de desinvestimento. Do ponto de vista político, existe a oposição de sindicatos e governos locais, levando a judicialização do processo. Ademais, o processo de venda de ativos da Petrobras é objeto de forte escrutínio de órgãos de controle externo, impondo regras e limites ao processo de venda de ativos. Do ponto de vista regulatório, existem questões que representam riscos regulatórios para os potenciais compradores e que precisam ser adequadamente endereçados para que o valor dos ativos não seja penalizado. Dentre as questões que representariam potencial risco regulatório encontram-se:

- a) O prazo do contrato de concessão de muitos campos expirará no curto e no médio prazo, o que requer a renegociação com a ANP para extensão de prazos, incluindo contrapartidas em termos de investimentos nos campos;
- b) As regras de descomissionamento dos campos estão em revisão, podendo criar passivos importantes para os futuros compradores dos campos; e
- c) Existem incertezas quanto ao licenciamento ambiental, inclusive quanto ao tipo de tecnologia de estimulação da produção passíveis de utilização.

4. Atratividade do Upstream Brasileiro fora do Pré-sal

A descoberta das reservas do Pré-Sal gerou uma mudança de percepção nas decisões de investimento no setor. Por esta razão, a atração de investimentos para campos maduros e para a exploração petrolífera fora do Pré-Sal vai

dependem das condições de atratividade destes investimentos para o capital privado, *vis-à-vis* opções de investimentos em outros países.

Diante do exposto acima, o governo brasileiro decidiu envidar esforços para atração de investimentos para o setor petrolífero, dentro e fora do Pré-Sal. Através da retomada dos leilões de blocos exploratórios, abrem-se oportunidades para que as empresas que já estão no Brasil e potenciais entrantes invistam no potencial petrolífero do País. Assim, o governo federal implementou um calendário plurianual de rodadas de licitação, planejando um total de 10 leilões, entre 2017 e 2019. A Tabela 2 apresenta as rodadas planejadas⁸.

⁸ Exceto a 4^o Rodada de Acumulações Marginais que ocorreu em maio de 2017.

Tabela 2 - Rodadas planejadas pelo Governo Federal, entre 2017 e 2019.

Rodadas	Data planejada
14ª Rodada de Licitações na modalidade de concessão , com 287 blocos em áreas marítimas das bacias de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e em áreas terrestres de Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo.	27 de setembro de 2017
2ª Rodada de Partilha, com áreas unitizáveis do Pré-Sal: Norte de Carcará, Sul do Gato do Mato, Entorno de Sapinhoá e Sudoeste de Tartaruga Verde.	27 de outubro de 2017
3ª Rodada de Partilha onde serão ofertados os prospectos de Pau Brasil e Peroba na Bacia de Santos e Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central, no limite das bacias de Santos e Campos.	27 de outubro de 2017
4ª Rodada de Partilha. Nessa rodada deverão ser ofertados os prospectos de Saturno, Três Marias e Uirapuru, na Bacia de Santos, e os blocos exploratórios C-M-537, C-M-655, C-M-657 e C-M-709, na Bacia de Campos.	1º semestre de 2018
5ª Rodada de Partilha. Deverão ser ofertados os prospectos de Aram, Sudeste de Lula, as áreas Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, na Bacia de Santos.	2º semestre de 2019
15ª Rodada de licitações de blocos exploratórios sob a modalidade de concessão. Deverão ser ofertadas áreas das bacias marítimas da Foz do Amazonas, do Ceará e Potiguar, assim como blocos localizados em águas ultraprofundas fora do polígono de Pré-Sal das bacias de Campos e Santos. Nessa mesma rodada também se planeja oferecer blocos nas bacias terrestre do Paraná e do Parnaíba, além dos blocos de setores terrestres das bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	1º semestre de 2018
16ª Rodada de licitações de blocos, na modalidade de concessão. Deverão ser ofertados blocos das bacias de Camamu-Almada e Jacuípe. Nessa rodada também deverão ser ofertados blocos localizados em águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-Sal das bacias de Campos e Santos, bem como blocos em áreas terrestres nas bacias de Solimões, Parecis, de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Potiguar e Espírito Santo.	2º semestre de 2019
5ª Rodada de licitações de campos terrestres maduros. Os blocos ainda estão por ser definidos.	1º semestre de 2018
6ª Rodada de licitações de campos terrestres maduros. Os blocos ainda não foram definidos.	2º semestre de 2019

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

O sucesso desse esforço do governo vai depender das condições de atratividade da exploração no País, no atual contexto do mercado internacional de petróleo. Para estimar a atratividade de projetos de exploração e produção de petróleo e

gás natural em ambientes diversos, foi utilizado o modelo "Upstream GEE/IBP". A partir da quantidade de reservas, o modelo estima a infraestrutura necessária para seu desenvolvimento. Contando com informações da indústria, foi identificado o valor de investimentos associados a cada grupo de infraestrutura (sísmica, poços pioneiro, extensões e desenvolvimento, *subsea*, *FPSO*, escoamento, abandono e outros). O modelo permite calcular indicadores de atratividade dos projetos, valores de investimento e participações governamentais.

As estimativas de custos de E&P seguem a metodologia de ALMEIDA et al. (2016) e foram atualizadas segundo os índices divulgados pela IHS *Upstream Capital Costs Index* (UCCI) e *Upstream Operating Costs Index* (UOCI).

Para refletir melhor a diversidade dos projetos, foram realizadas simulações em três ambientes: águas rasas, águas profundas e em terra.

4.1. Ambiente *offshore* em águas profundas

Para estimar a atratividade de um projeto típico em águas profundas no ambiente do pós-sal, foi considerado um campo com reservas de 500 milhões de barris, operado com uma plataforma *FPSO* com capacidade de produção de 120 mil b/d. Adicionalmente, definiu-se os custos para cada atividade do projeto, conforme disposto na Tabela 3.

Ao longo da vida do projeto, o custo de investimento totaliza US\$ 4,7 bilhões. O custo mais representativo é de perfuração de poços que alcança US\$ 1,8 bilhão. Foi estimado que o gasto operacional é de US\$ 166 milhões ao ano. Assim, o custo operacional totaliza US\$ 3,3 bilhões em 20 anos. Esses valores correspondem a um Capex de US\$ 9,5/ barril e um Opex de US\$ 6,6/ barril.

Tabela 3 – Custos totais de produção por atividade em um projeto de pós-sal de 500 milhões de barris

Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Sísmica	26
	Poços exploratórios	365
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	1.460
	Subsea	1.570
	FPSO	1.095
	Outros	183
Produção	Opex	3.320 (166/ano)

Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

Para o projeto típico de águas profundas, considera-se um bônus de assinatura de US\$ 250 milhões. Nesse cenário, preços do petróleo superiores a US\$ 44,5/barril dariam atratividade ao projeto com uma taxa de desconto de 10%. Como aponta o Gráfico 12, a parcela mais representativa da composição do preço de *break-even* é a participação governamental, que responde a 40% do total.

Gráfico 12 - Composição do preço de *break-even* para um projeto de E&P em águas profundas.



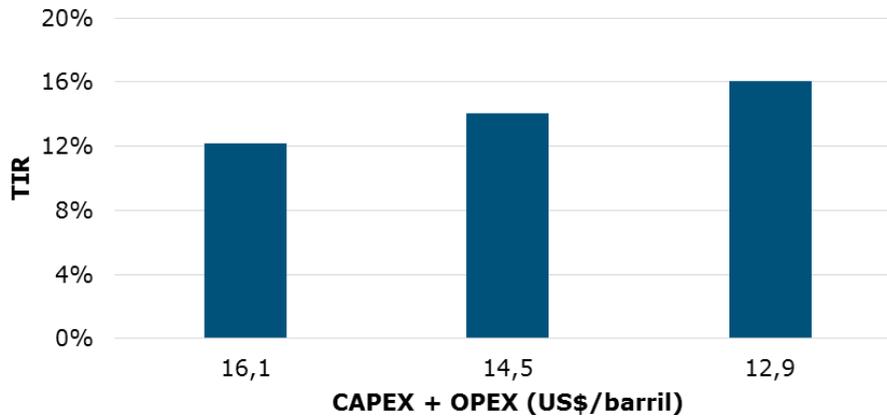
Nota: Os valores estão representados em: Gov Take (arrecadação governamental); Co Take (parcela da concessionária); Opex (gastos operacionais); Capex (gastos de capital).

Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

Considerando um patamar de preços de US\$ 50/barril, coerente com a situação de mercado atual, um projeto com essas características geraria uma taxa interna de retorno (TIR) de 12,1% ao ano (a.a.).

O Gráfico 13 apresenta a sensibilidade da atratividade do projeto em relação à redução de custos e o preço do petróleo, que é bastante impactada por redução de custos. Considerando uma diminuição de 10% no Capex e Opex do projeto, a TIR alcançaria 14% a.a., enquanto uma redução de 20% ampliaria a TIR para 16% a.a. (Gráfico 14).

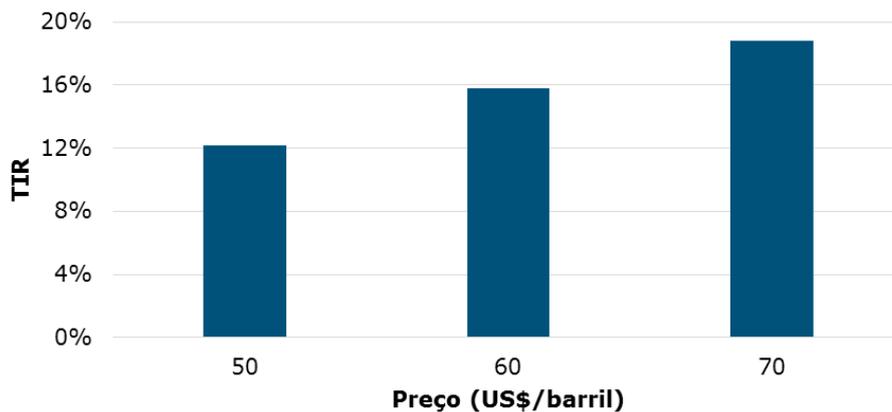
Gráfico 13 - Taxa de retorno de projetos em águas profundas segundo cenários de custos (CAPEX+OPEX).



Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

O Gráfico 14 mostra a sensibilidade da TIR em cenários de recuperação dos preços do petróleo. Com o barril no patamar de US\$ 70, a TIR alcançaria 19% a.a., tornando o projeto mais atrativo.

Gráfico 14 - Taxa de retorno de projetos em águas profundas segundo cenários de preços do petróleo.



Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

A análise acima demonstra que a estrutura de custos de grandes reservatórios em águas profundas é compatível com o contexto atual do mercado de petróleo. Neste sentido, o potencial geológico para descobertas de grandes reservatórios em águas profundas no Brasil pode atrair interesse de investidores no atual contexto da indústria.

4.2. Ambiente *offshore* em águas rasas

O ambiente *offshore* em águas rasas no Brasil já foi alvo de um esforço exploratório considerável nas principais bacias. Por esta razão, o potencial para descobertas de grandes reservatórios é possivelmente menor. . Por esta razão se avaliou a atratividade para descobertas de tamanho médio, com reserva de 150 milhões de barris. Esse campo seria operado com uma única plataforma com capacidade produtiva de 50 mil b/d. Os custos foram definidos para cada atividade do projeto, como no caso anterior. Os totais estão dispostos na Tabela 4. O investimento totaliza US\$ 2,4 bilhões, sendo que os custos operacionais somam US\$ 1,8 bilhão. Esses valores correspondem a um Capex de US\$ 16/barril e um Opex de US\$ 12,5/barril.

Tabela 4 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente de águas rasas.

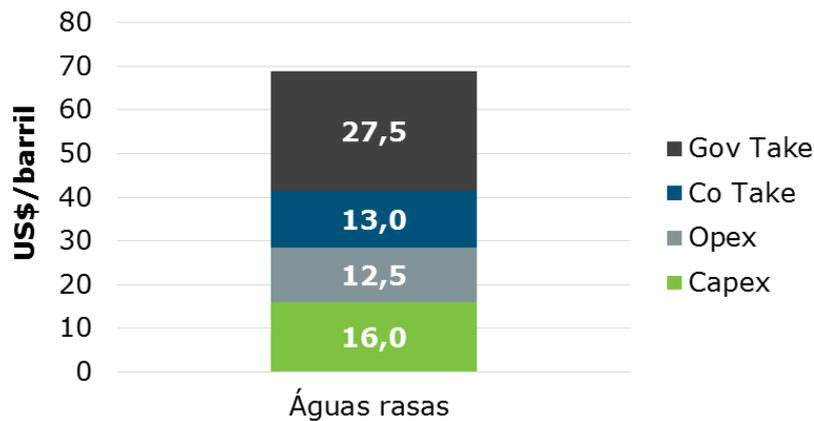
Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Sísmica	26
	Poços exploratórios	219
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	584
	Subsea	767
	FPSO	730
	Outros	110
Produção	Opex	1.868 (110/ano)

Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

Utilizando os valores vigentes de participações governamentais e um bônus de assinatura de US\$ 75 milhões, calculou-se o preço do petróleo que seria necessário para conferir um retorno de 10% sobre o capital investido. A simulação aponta que um projeto com essas características tem um *break-even* de US\$ 68,9/barril.

Como apresentado no Gráfico 15, a parcela mais representativa da composição do preço de *break-even* é a arrecadação governamental, respondendo por cerca de 40% do total.

Gráfico 15 - Composição do preço de *break-even* para um projeto de E&P em águas rasas.



Nota: Os valores estão representados em: Gov Take (arrecadação governamental); Co Take (parcela da concessionária); Opex (gastos operacionais); Capex (gastos de capital).

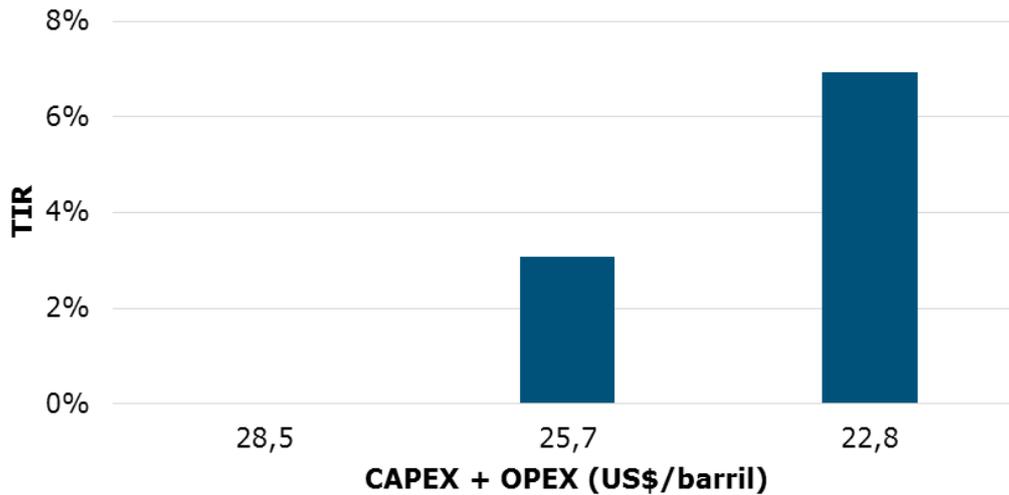
Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

Considerando um patamar de preços de US\$ 50/barril, coerente com a situação de mercado atual, um projeto com os níveis de custos considerados não gera retorno ao capital (TIR negativa).

Assumindo-se as mesmas hipóteses de redução de custos, com taxas de 10% e 20%, a TIR aumentaria, mas não o suficiente para tornar os projetos atrativos.

Em caso de redução de custos de 20%, em que o total de custos representaria US\$ 22,8/barril, a TIR seria de 6,9% a.a., como mostra o Gráfico 16.

Gráfico 16 - Taxa de retorno de projetos em águas rasas segundo cenários de custos (CAPEX+OPEX).



Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

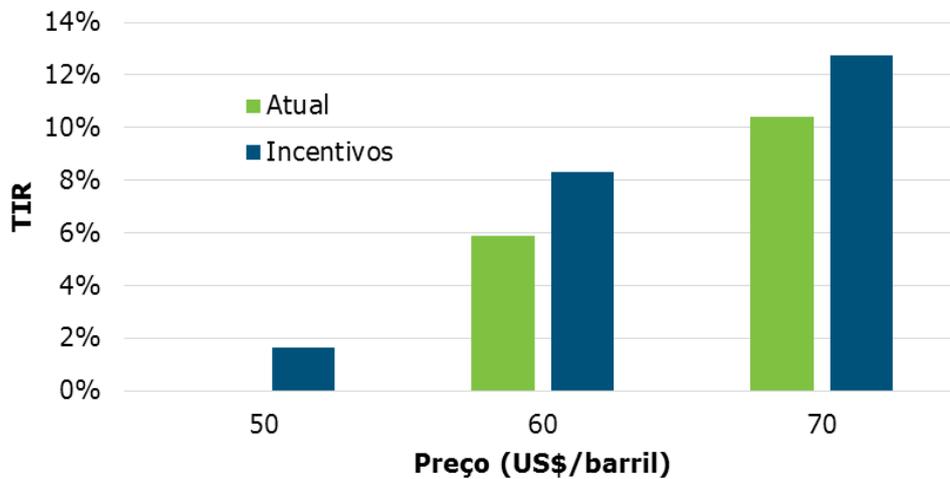
Isso indica que descobertas em águas rasas, com as características acima, dificilmente seriam desenvolvidas nos atuais patamares de preço do petróleo e de participações governamentais. A exploração nesse ambiente tende a atrair menor interesse dos investidores. Desta forma, existe espaço para estruturar incentivos para estimular esses projetos.

É necessário buscar uma abordagem abrangente para melhorar a competitividade destes campos, incluindo a redução do risco regulatório, redução do *government take* e redução dos custos.

Visando a contribuir para a discussão sobre possíveis incentivos, construiu-se um cenário de redução de alíquota de *royalty* para 5%, além da redução valor do bônus de assinatura para US\$ 20 milhões. Nesse cenário, com o barril a US\$ 50,

a TIR é de 1,6% a.a.. Alterações nos preços do petróleo teriam maiores impactos na atratividade, ou seja, a redução dos *royalties* por si só não seria suficiente para mudar a situação de competitividade desse tipo de projeto. Com o preço de US\$ 70/barril, a TIR é de 10,4% a.a., com os patamares atuais de participações governamentais e 12,7% a.a. no cenário incentivado. Os resultados das simulações são apresentados no Gráfico 17.

Gráfico 17 - Taxa de retorno de projetos em águas rasas segundo preço do petróleo e concessão de incentivos para a atratividade.



Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo *Upstream* GEE/IBP.

4.3. Ambiente *onshore*

Para caracterizar a atratividade de um projeto de E&P *onshore*, consideramos uma área com recursos de gás natural que totalizam 180 milhões de boe⁹. A

⁹ O projeto considerado teria monetização através de termelétrica em boca do poço, com consumo de 2 milhões de m³/dia. Assim, o volume de recursos corresponderia a esse

análise de atratividade considerou uma participação de líquidos¹⁰ de 5%, vendidos ao preço equivalente a US\$ 50/barril. O investimento foi agrupado em duas categorias: fase de exploração e de desenvolvimento. Os gastos de exploração incluem poços de exploração e sísmica. Os gastos de desenvolvimento incluem poços produtores, compressão, árvores de natal, escoamento, tratamento e abandono. Estes gastos foram divididos pela quantidade estimada de poços de cada fase. Os gastos com exploração foram estimados em US\$ 22 milhões por poço e os gastos com desenvolvimento US\$ 21 milhões por poço produtor. O gasto operacional foi estimado em US\$ 1 por mil pés cúbicos de gás produzido. As premissas da simulação são apresentadas na

Tabela 5.

Tabela 5 – Premissas das estimativas para o gás convencional.

Preço venda líquidos (US\$/barril)	50
Participação líquidos na produção	5%
Produtividade poço (Mil m³/dia)	100
CAPEX total por poço (US\$ Milhões)	Desenvolvimento 21,1 Exploração 22,5
OPEX	1 US\$/ mil pés cúbicos
Taxa queda da produtividade	10%
Número de poços exploratórios em relação ao total	25%

Nota: Esses valores consideram o conjunto de custos fixos e não apenas os custos dos poços exploratórios e produtores. O custo de sísmica está considerado no custo unitário de exploração e os custos de compressão, árvores de natal, escoamento, tratamento e abandono constam do custo de desenvolvimento.

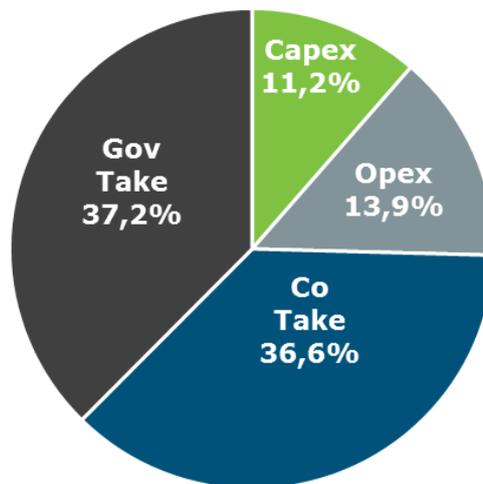
Fonte: Elaboração GEE-IE-UFRJ.

consumo diário ao longo da vida útil do projeto, podendo ser proveniente de mais de um campo produtor.

¹⁰ Líquidos de gás natural (LGN), como etano (C₂H₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀), isso-butano (C₄H₁₀) e pentano (C₅H₁₂).

O preço do gás natural que viabiliza um projeto com essas características (*break-even*) é de US\$ 4,73/MMBTU. O Gráfico 18 apresenta a composição da receita do projeto a esse patamar de preço. A arrecadação governamental corresponde a 37% das receitas, ligeiramente superior à participação do retorno ao investidor.

Gráfico 18 - Composição da receita do projeto de gás em terra.



Nota: Os valores estão representados em: Gov Take (arrecadação governamental); Co Take (parcela da concessionária); Opex (gastos operacionais); Capex (gastos de capital).

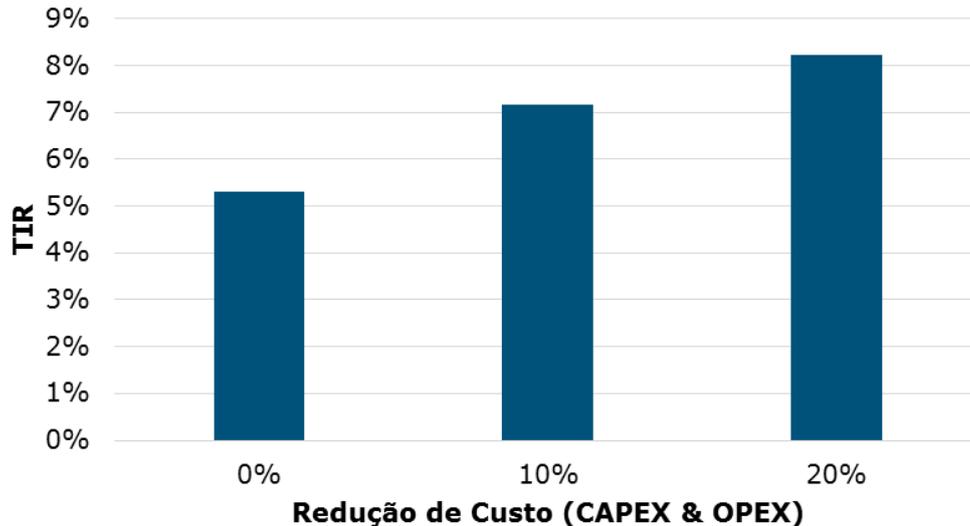
Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo Upstream GEE/IBP.

O patamar de preço para viabilização de um projeto de gás em terra é bastante elevado para o consumo do gás no local (na "boca de poço"). Como ilustração, se considerarmos que esse gás for utilizado para a geração de eletricidade, o custo variável da central (CVU) seria próximo a R\$ 140/MWh, o que acarretaria uma relativamente baixa competitividade nos leilões de expansão para centrais de geração de eletricidade.

Em um patamar de preço de US\$ 3/MMBTU, o projeto seria pouco atrativo, com a TIR alcançando 5,3% a.a.. Mesmo considerando redução dos custos de

investimento e operacionais. Um projeto com essas características teria retorno limitado (Gráfico 19).

Gráfico 19 - Taxa de retorno de projetos de gás natural em terra segundo cenários de redução de custos (CAPEX e OPEX).

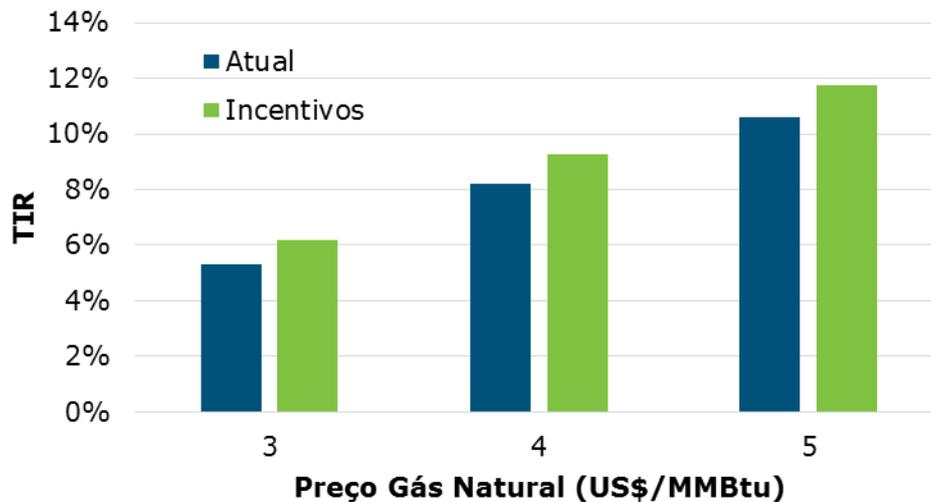


Nota: Considerando o preço para o gás de US\$ 3/MMBTU

Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo Upstream GEE/IBP.

Assim como projetos em águas rasas, projetos de E&P em terra poderiam obter incentivos via redução de participações governamentais. No cenário de incentivos, considera-se alíquota de *royalty* de 5% e bônus de assinatura de US\$ 10 milhões. Nesse caso, ao preço de US\$ 3/MMBTU, a TIR é de 6,2% a.a.. Em patamares de preços mais elevados do gás natural, o projeto se tornaria atrativo. Supondo o valor de US\$ 5/MMBTU, a TIR chega a 10,6% a.a. com o atual nível de participações governamentais e 11,8% a.a. no cenário incentivado. Os resultados são resumidos no Gráfico 20.

Gráfico 20 - Taxa de retorno de projetos de gás em terra segundo preço do gás e concessão de incentivos para a atratividade.



Fonte: Elaboração própria a partir do Modelo Upstream GEE/IBP.

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

A política nacional de petróleo e gás vem experimentando mudanças importantes a partir do reconhecimento por parte das autoridades energéticas da necessidade de criar um ambiente de negócios mais atrativo para a retomada do investimento no setor. Várias mudanças regulatórias realizadas e em curso tem contribuído para uma percepção mais positiva dos investidores quanto à atratividade do Brasil. As principais mudanças foram:

- i) Fim da regra de operadora única no Pré-Sal;
- ii) Retomada dos leilões, com a programação de 10 rodadas de licitação nos próximos três anos, sendo quatro dentro do polígono do Pré-Sal e seis sob regime de concessão fora do Pré-Sal (três de blocos exploratórios e três de campos marginais);
- iii) Aprovação de novas regras de conteúdo local, se adequando às condições do setor petrolífero para os leilões programados em 2017;

- iv) Promessa de revisão estrutural da política de conteúdo local pelo PEDEFOR;
- v) Lançamento de um programa para propor incentivos específicos para a reativação da exploração em terra no país (programa REATE);
- vi) Discussões quanto a um novo arcabouço regulatório para o setor de gás natural visando a implementação de um mercado competitivo, com abertura do mercado a novos ofertantes (programa “Gás para Crescer”); e
- vii) Promessa do governo de aprovar uma nova política exploratória.

Se por um lado estas ações certamente contribuem para a retomada do setor de petróleo e gás, por outro existem riscos importantes quanto à velocidade na implementação de decisões políticas já tomadas. Ademais, é importante reconhecer que existem algumas questões que representam obstáculos aos investimentos que ainda não receberam uma atenção adequada.

A atração de investimentos para exploração fora do polígono do Pré-Sal dependerá da superação de desafios para a viabilidade econômica de projetos de menor escala de petróleo e gás em águas rasas e no segmento *onshore*. Desta forma, deveria se discutir uma agenda de política setorial para criar melhores condições econômicas dos projetos de menor viabilidade no contexto atual, que inclui:

- i) Mudanças na regulação para redução dos custos destes projetos através da:
 - a. Redução do nível de *government take* para cenários de preços baixos;
 - b. Redução do risco regulatório com simplificação do contrato de concessão e reavaliação quanto a seus prazos; e
 - c. Redução do risco do processo de licenciamento ambiental.
- ii) Melhoria das condições de monetização da produção dos pequenos campos petrolíferos através de:

- a. Compartilhamento de infraestrutura de transporte e estocagem e uma política de compras do petróleo por refinarias nacionais; e
- b. Acesso ao mercado de gás e energia elétrica pelos produtores de gás natural.

As rodadas de licitação representam medida importante para reativação da indústria, mas tem impacto apenas a médio e longo prazos. É muito importante também atentar aos obstáculos para a reativação dos investimentos no curto prazo. O investimento a curto prazo dependerá do desenvolvimento de descobertas existentes dentro e fora do polígono do Pré-Sal e do aproveitamento das oportunidades para investimentos no aumento da taxa de recuperação de campos maduros localizados em terra e no mar, particularmente na Bacia de Campos.

No atual contexto da indústria, esse tipo de investimento tende a não ser o foco da Petrobras, decidida a concentrar recursos em projetos no Pré-Sal, que apresentam maior retorno. Nesse sentido, a política de desinvestimento da empresa é um fator determinante da retomada dos investimentos no setor, pois abre a possibilidade de que outros atores invistam em ativos existentes.

A aceleração do investimento nos campos maduros no curto prazo dependerá da agilidade e do encaminhamento deste plano de desinvestimento. Neste ponto, é fundamental enfrentar as barreiras que possam criar dificuldades para o processo. O governo pode ter um papel mais ativo na redução da insegurança jurídica e do risco regulatório do processo de venda de ativos da Petrobras. É importante solucionar questões regulatórias que possam criar incertezas aos compradores destes ativos, tais como: os prazos das concessões e a regulação do descomissionamento.

Certamente, preocupações quanto às condições para renovação dos contratos de concessão ou quanto aos passivos relativos ao descomissionamento desses ativos contribuem para desvalorizar os ativos. Por sua vez, as operações de venda de ativos com preços mais baixos, em função do maior risco regulatório,

tendem a sofrer uma maior oposição política e jurídica. A redução da incerteza regulatória contribui tanto para a valorização dos ativos da Petrobras, como também agiliza o processo de desinvestimento da empresa e, conseqüentemente, a retomada dos investimentos no setor.

6. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2016). Anuário Estatístico 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2017). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Março, Número 79.

ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L; PRADE, Y.; BOTELHO, F. e NUNES, L. (2016). Custos e Competitividade do E&P No Brasil. Texto para Discussão IBP – 1/2016. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/05/TD-IBP_GEE_Custos-e-Competitividade-EP-no-Brasil.pdf>. Acesso em: 06 junho 2017.

BACKER HUGHES (2017). International Rig Count May 2017.

BASTOS, C.; SANTOS, A.; RAMOS, M. (2017). Desafios e lições aprendidas para o aumento de fatores de recuperação na Bacia de Campos através da integração de disciplinas. Apresentação no I Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil. Petrobras. 23 e 24 de Março de 2017.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI (2015). Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI (2016). Reestruturação do Setor de Gás Natural: Uma Agenda Regulatória. Brasília. Disponível em

Disponível em: <http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/reestruturacao_do_setor_de_gas_natural.pdf>. Acesso em: 06 junho 2017

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – FIRJAN (2017). Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil. Rio de Janeiro. Brasil.

FERREIRA, V. (2016). Avaliação de métodos de recuperação melhorada de petróleo para campos marítimos no Brasil: o caso da bacia de campos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil.

GAUDARDE, G. (2017a). Quinhentos dias sem novas descobertas offshore. Brasil Energia. 24 de abril 2017.

GAUDARDE, G. (2017b). Perfuração cai pela metade no primeiro trimestre. Brasil Energia. 4 de abril 2017

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2017). Grupo de Trabalho do Programa De Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Brasília.

O GLOBO (2016). Petrobras e Statoil ampliam parceria em campos maduros, dizem fontes. 4 de outubro 2016.

PETROBRAS (2014). Entenda quais são e como funcionam nossos importantes programas. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/entenda-quais-sao-e-como-funcionam-nossos-importantes-programas.htm>> Acesso em: 18 de maio 2017.

PETROBRAS (2016). Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Setembro 2016. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>> Acesso em 06/06/2017