

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

Texto Para Discussão

CUSTOS E COMPETITIVIDADE DA ATIVIDADE DE E&P NO BRASIL

Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ

Grupo de Economia da Energia:

Prof. Edmar de Almeida

Prof. Luciano Losekann

Yanna Clara Prade e Braga

Gerência de Análise Econômica - IBP:

Luciana Nunes

Felipe Botelho

Maio de 2016



Índice Analítico

Lista de Gráficos.....	3
Lista de Tabelas.....	3
Lista de abreviaturas e siglas.....	4
Resumo Executivo.....	5
1. Contextualização e objetivo do trabalho	7
2. Metodologias de medição de custos de E&P.....	8
3. Custos da Produção Petróleo: Panorama Internacional	10
3.1. Comparando Custos por Tipo de Óleo e Área	10
3.2. Comparando Custos por País.....	13
3.3. Comparando Custos por Empresa	15
3.4. A Correlação entre Preços do Petróleo e Custos de E&P.....	17
4. Custo da Produção <i>offshore</i> no Brasil.....	20
4.1. Metodologia para estimativa de custos no Brasil	21
4.2. Estimativa da competitividade do E&P no Brasil	24
5. Desafios e Estratégias para Redução de Custos no Brasil.....	27
5.1. Principais desafios para redução dos custos	28
5.2. Estratégias Possíveis	29
6. Conclusões.....	32
7. Referências Bibliográficas.....	34

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Custos de Produção (preço <i>break-even</i>) por Área e Tipo de Petróleo	11
Gráfico 2 – Custos de Produção de Petróleo Incluindo a Necessidade de Financiamento do Estado	14
Gráfico 3 - Evolução dos Custos das Majors Europeias (Shell, TOTAL, BP, ENI e Statoil).....	15
Gráfico 4 – Comparativo de Custo Break-Even Por Empresa Estatal para o Ano de 2011 (US\$/boe).....	17
Gráfico 5 - Investimento Global em E&P e o Índice de Custo do <i>Upstream</i> da AIE	18
Gráfico 6 - Índice IHS de Custos de Capital na Exploração e Produção de Petróleo e Gás.....	19
Gráfico 7 - Indicador IHS de Custos Operacionais de Produção de Petróleo e Gás	19
Gráfico 8 – Preço de viabilidade de projetos de exploração e produção de petróleo nos ambientes Pré-sal, pós-sal de grande porte e pós-sal de pequeno porte – Dados de 2014.....	25
Gráfico 9 – Preço de viabilidade de projetos de E&P com custos atualizados nos ambientes pré-sal, pós-sal de grande porte e pós-sal de pequeno porte.....	26

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Preço de plataformas FPSO por capacidade de Produção - 2014.....	22
Tabela 2 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente pré-sal de 5 bilhões de barris – Dados de 2014.....	23
Tabela 3 – Custos totais de produção por atividade em um projeto de pós-sal de 500 milhões de barris – Dados de 2014.....	23
Tabela 4 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente de pós-sal de 150 milhões de barris – Dados de 2014	24
Tabela 5 – Evolução potencial dos custos de projetos de E&P no Brasil – US\$/b	26

Lista de abreviaturas e siglas

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
bmc – bilhões de metros cúbicos
boe – barril de óleo equivalente
boe/d – barril de óleo equivalente por dia
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CMO – custo marginal de operação
E&P – Exploração e produção
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LDC – Local Distribution Companies
MMBtu – Milhões de British Thermal Units
MME – Ministério das Minas e Energia
MMb/d – Milhões de barris por dia
MMm³/dia – Milhões de metros cúbicos por dia
OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PEMAT – Plano de Expansão da Malha Dutoviária
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

Resumo Executivo

O panorama atual de preços de petróleo vem forçando uma mudança de paradigma na indústria de petróleo e gás. A revolução dos não convencionais na América do Norte provocou um excesso de oferta de petróleo no mundo a partir de 2014. Sentindo-se ameaçada pelo aumento da produção de concorrentes e pela perda de parcela de mercado, a OPEP deixou de atuar como *swing producer* e os preços despencaram. Diante deste novo contexto de preços baixos e da falta de perspectivas de elevação dos preços a curto prazo, as petroleiras enfrentam o desafio de ajustar seus negócios e reduzir significativamente os custos de exploração e produção (E&P) de petróleo.

O objetivo deste Texto para Discussão – TD é avaliar e discutir as perspectivas e os desafios de competitividade de custos para a expansão da produção de petróleo no Brasil no atual contexto da indústria mundial de petróleo. Para isto três questões principais foram analisadas: i) as tendências internacionais de custos e competitividade da indústria de petróleo e o desafio para competitividade do setor de petróleo nacional; ii) o contexto atual dos custos de desenvolvimento de projetos de petróleo, principalmente na camada do Pré-sal, utilizando modelo de avaliação técnico-econômica GEE-IBP-*Upstream*¹; iii) as oportunidades e estratégias para redução dos custos de desenvolvimento de campos de petróleo no Brasil.

Historicamente, os custos de exploração e produção de petróleo apresentam forte correlação com os preços de petróleo. Entre 2000 e 2014, houve uma tendência sustentada de elevação de custos de E&P. Nesse período, o índice de custos de capital da atividade de *Upstream* elaborado pela IHS aumentou em 130%. O mesmo índice (UCCI) mostra queda acentuada após a queda de preços do petróleo. Desde o terceiro quadrimestre de 2014, os custos caíram 25%. No entanto, a estrutura de custos não é uniforme entre os tipos de recurso, empresas e países.

Segundo o WEIO (2014), os custos de exploração e desenvolvimento variam entre 7 e 35 dólares por barril. O petróleo convencional do Oriente Médio apresenta o menor custo, enquanto o óleo não-convencional produzido nos EUA apresenta o custo mais elevado. O óleo de reservatórios *offshore* em águas profundas apresenta um custo intermediário, de cerca de 18 dólares por barril. Ao adicionarmos o custo fiscal, a dispersão se torna mais acentuada. Dada a diversidade, as estratégias de redução de custos devem ser

¹ Modelo de avaliação econômica de projetos petrolíferos desenvolvido pelo Grupo de Economia da Energia – GEE em parceria com o IBP.

diferenciadas para cada caso e é fundamental que os recursos brasileiros se situem em patamar competitivo, quando comparados à oferta global.

Através das simulações realizadas com base no modelo GEE-IBP-*Upstream*, foi possível analisar a estrutura de custos do *upstream* brasileiro para campos típicos do pré-sal e do pós-sal. Nossa análise utilizou dados prévios à queda de preços de 2014 e estimativas de custos atuais, já reduzidos. Os resultados indicaram que, sob a estrutura de custos vigente em 2014, os projetos analisados só são viáveis com preços superiores a US\$ 50 por barril. Ou seja, os recursos petrolíferos brasileiros não seriam atrativos sem reduzir custos.

Em outro cenário, assumimos que os custos brasileiros experimentam a mesma redução dos custos internacionais, indicada pelo índice de custos da IHS. Nessa situação, projetos de grande porte do pós-sal e do pré-sal seriam atrativos com preços do petróleo de US\$ 45 por barril. Já projetos de pequeno porte do pós-sal exigiriam preços muito mais elevados que o patamar atual para se viabilizarem. Ou seja, as simulações indicam que se o *upstream* brasileiro for capaz de acompanhar a tendência internacional de redução de custos, a parcela mais relevante dos projetos brasileiros seria atrativa a preços próximos ao patamar atual. Para colocar os projetos em situação mais confortável, é necessário adotar estratégias mais profundas de redução de custos operacionais e de capital e modificar os parâmetros de participação governamental.

Dentre as possíveis estratégias para redução de custos apontadas pela literatura, duas se destacam. A primeira é a busca de redução de custo a partir da simplificação e padronização tecnológica. A segunda é a revisão da organização industrial na cadeia do setor de petróleo. No Brasil, outros fatores deveriam ser considerados nesta análise estratégica, como uma melhoria da política de conteúdo local, *government take* justo e indutor de atratividade para o Pré-sal e estímulo a concorrência na indústria petrolífera brasileira.

1. Contextualização e objetivo do trabalho

A situação do mercado mundial de petróleo mudou radicalmente a partir do segundo semestre de 2014. Os países centrais da OPEP decidiram defender sua participação no mercado mundial de petróleo em resposta ao aumento da produção não-OPEP nos últimos cinco anos, principalmente dos recursos não convencionais norte-americanos. O excesso de oferta de petróleo implicou numa redução drástica dos preços, afetando radicalmente as estratégias dos principais agentes do mercado internacional de petróleo. Deflagrou-se assim, uma disputa para decidir quem vai reduzir a oferta de petróleo e ceder parte de mercado.

A redução dos preços de petróleo pode afetar a viabilidade econômica e a continuidade da expansão da produção das áreas de custo mais elevado na indústria. Dentre estas áreas destacam-se o óleo não-convencional na América do Norte; as bacias *offshore* maduras e a exploração do Pré-sal no Brasil. A capacidade de redução de custos e manutenção da atratividade dos projetos será determinante na definição de quais áreas/países terão seu desenvolvimento afetado pelo novo contexto do mercado mundial de petróleo.

A redução dos preços do petróleo desencadeou um processo de ajuste econômico com forte queda nos investimentos fora da OPEP. Os investimentos em E&P no mundo caíram 20% em 2015 e poderão cair ainda mais em 2016 (OPEP, 2016). Na América do Norte, o ajuste tem sido mais rápido. O número de sondas em operação caiu de aproximadamente 2400 em setembro de 2014 e para cerca de 600 em março de 2016 (Backer Hughes Rig Count, 2016). O investimento total caiu 35% em 2015. Na América Latina o processo de ajuste está sendo mais lento. Os investimentos caíram apenas 8,5% em 2015 (OPEP, 2016).

O Brasil tem condições de dobrar a produção nacional de petróleo e se tornar mais um concorrente da OPEP no mercado mundial de petróleo. Entretanto, esta expansão depende em grande medida de dois fatores: (i) da capacidade de investimento da Petrobras e outras empresas privadas no Brasil; e (ii) da redução dos custos de produção no Pré-sal.

Recuperar a capacidade de investimento da Petrobras seria apenas parte da tarefa para evitar que o Brasil seja uma vítima potencial da disputa atual no mercado mundial de petróleo. O Pré-sal é uma fronteira petrolífera de custos elevados. Apesar da enorme produtividade dos poços, trata-se de uma área *offshore* de águas profundas que requer poços caros que atravessam uma espessa camada de sal. O Pré-sal é uma nova fronteira geológica que requer tecnologias novas, ainda sujeitas a um processo de aprendizado tecnológico.

O objetivo deste Texto para Discussão – TD é avaliar e discutir as perspectivas e os desafios de custos para a expansão da produção de petróleo no Brasil no atual contexto da indústria mundial de petróleo. Para isto o TD irá analisar três questões principais: i) o contexto atual dos custos de desenvolvimento de projetos de petróleo, principalmente na camada do Pré-sal, utilizando modelo de avaliação técnico-econômica GEE-IBP-*Upstream*²; ii) os desafios para competitividade do setor de petróleo nacional no atual contexto do mercado mundial de petróleo; iii) e as oportunidades e estratégias para redução dos custos de desenvolvimento de campos de petróleo no Brasil.

Para abordar as questões acima, o TD está dividido em quatro seções. A primeira seção discorre sobre as metodologias para medição de custos de Exploração e Produção na indústria do petróleo e gás. A segunda seção faz uma análise do panorama mundial dos custos da indústria de petróleo, buscando identificar qual seria o patamar seguro para a produção de petróleo no Brasil no atual contexto desta indústria. A terceira seção analisa mais especificamente o nível atual de custos da produção *offshore* no Brasil e traz simulações do esforço de redução necessário para se atingir um patamar seguro de custo. Finalmente, a quarta seção faz uma análise das principais oportunidades e estratégias para redução de custos na indústria de petróleo nacional.

2. Metodologias de medição de custos de E&P

A avaliação de custos de exploração e produção de petróleo é um tema que gera muitas dúvidas e polêmicas. Muitas vezes as comparações de custo entre empresas ou entre países/regiões apresentam problemas metodológicos que dificultam conclusões importantes. Neste sentido, uma avaliação de custos de E&P deve começar por uma discussão sobre as metodologias de medição.

Existem duas metodologias básicas para avaliação de custos de E&P. Uma análise dos custos de projetos de referência utilizando como ferramenta o fluxo de caixa descontado dos projetos, ou a análise dos custos contábeis de empresas de petróleo. No primeiro caso, trata-se de uma estimativa a partir de levantamento de custos e impostos incidentes das diferentes atividades ao longo do ciclo de vida de um projeto. No segundo caso, trata-se do levantamento contábil dos gastos médios por barril de uma ou mais empresas durante um determinado período de tempo, refletindo seu portfólio de atuação.

² Modelo de avaliação econômica de projetos petrolíferos desenvolvido pelo Grupo de Economia da Energia – GEE em parceria com o IBP.

Cada metodologia apresenta vantagens e desvantagens. A avaliação dos custos através do fluxo de caixa de projetos apresenta a vantagem de maior precisão da estimativa, já que pode ser feita a partir de levantamento de preços dos insumos e do valor dos impostos no momento da avaliação. Já a segunda metodologia tem a vantagem de maior disponibilidade de informações, principalmente por parte das empresas de capital aberto, já que estas empresas devem publicar seus dados de custos obrigatoriamente. Entretanto, a estimativa a partir de dados contábeis reflete a situação do período analisado com os dados. Assim, se nos anos avaliados a empresa tiver realizado poucas descobertas, o custo médio de exploração pode ficar elevado. Ou seja, a avaliação contábil dos custos pode ficar muito distante dos custos para um projeto típico de uma determinada área.

Um dos grandes problemas da avaliação dos custos em E&P é a visão parcial sobre os mesmos. É comum observarmos a comparação dos preços de petróleo com os custos operacionais de produção sem considerar custos de capital e outros. Esta comparação serve apenas para mostrar se os preços cobrem os custos operacionais de um determinado campo e se a operação do mesmo deve ser interrompida ou não. Entretanto, se o objetivo da análise for retirar conclusões sobre a sustentabilidade econômica de uma empresa ou mesmo de uma determinada área exploratória, o custo relevante é o custo de todo o ciclo de vida dos projetos. Ou seja, as empresas somente poderão investir de forma sustentável se as receitas estiverem acima dos custos totais dos projetos.

Os custos do ciclo de vida dos projetos devem incluir os seguintes itens³:

1. Custos administrativos gerais e de comercialização do petróleo;
2. Custos de aquisição de direitos exploratórios, incluindo: custos de participação em rodadas de licitação e custos com bônus de assinatura;
3. Custos de exploração, que incluem: custos dos estudos geológicos; custos de aquisição e interpretação de dados geofísicos; custos de perfuração de poços exploratórios, entre outros custos;
4. Custos de desenvolvimento de campos de petróleo, dentre os quais: custo de perfuração de poços produtores e injetores; sistemas de produção submarinos (equipamentos *subsea*) e a plataforma de petróleo;
5. Custos de produção que incluem os custos para operar e fazer a manutenção de poços e outros sistemas de produção, incluindo os custos de depreciação dos equipamentos. Estes custos também são conhecidos como *lifting costs*;

³ Confira Evaluate Energy (2015) e Foss e Weiberg (2012).

6. Custos de transporte (petróleo) ou escoamento (gás natural), que são os custos para levar o óleo ou o gás até o mercado;
7. Impostos diretos e indiretos aplicáveis sobre o investimento e a produção; e
8. Retorno sobre capital investido. Trata-se do retorno para remunerar o custo de oportunidade do capital. Ou seja, o custo de remuneração do capital de terceiros (juros) e do capital próprio considerando uma taxa mínima de atratividade.

Neste sentido, a competitividade de um determinado país, não é determinada apenas pela característica geológica do mesmo. Como será mostrado mais adiante, um determinado país com petróleo de baixo custo de produção (custo operacional e de investimento) pode ser pouco competitivo quando se considera também as participações governamentais.

3. Custos da Produção Petróleo: Panorama Internacional

Os custos de produção de petróleo variam muito entre os países ou regiões em função de diferentes fatores. Dentre eles destacam-se o tipo de recurso petrolífero explorado: grandes campos convencionais; pequenos campos convencionais; campos terrestres não-convencionais; campos *offshore* em águas rasas, profundas ou ultraprofundas; areias betuminosas ou petróleo ultrapesado. Cada tipo de recurso petrolífero apresenta um custo de exploração e produção em função da produtividade dos poços, do custo de perfuração e da infraestrutura de produção.

Além de variar de acordo com as características dos recursos petrolíferos, os custos de produção variam ao longo do tempo. Entretanto, a evolução destes custos não ocorre na mesma direção e intensidade. Recursos que empregam tecnologias mais maduras para serem explorados costumam sofrer uma variação dos custos ao longo do tempo diferente dos recursos que empregam tecnologias mais novas. Estas apresentam um maior potencial de aprendizado tecnológico e respondem melhor a pressões para redução de custo como no momento atual da indústria do petróleo.

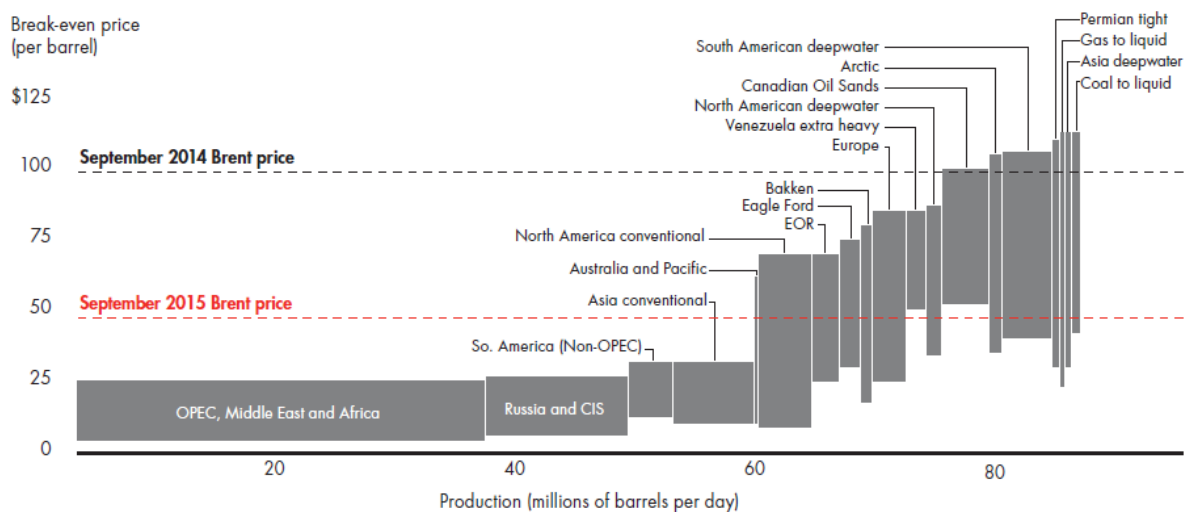
3.1. Comparando Custos por Tipo de Óleo e Área

A empresa Bain & Co. publicou recentemente um estudo com uma comparação dos custos de diferentes áreas e tipos de recursos petrolíferos em produção no mundo (Graauw et. al.,2015).. Este estudo apresenta uma faixa de preços de viabilidade dos projetos (*break even*) (ver gráfico 1). De acordo com este estudo, enquanto o custo de viabilidade da produção de óleo convencional em países da OPEP, África, Rússia e América Latina situava-se numa faixa de 5 a 30 dólares por barril, o custo da exploração em água profunda na América do Sul (incluindo Pré-sal) variava entre 40 e 110 dólares.

O óleo não-convencional produzido nos EUA também apresenta o custo elevado variando entre 15 a 75 dólares dependendo da área de produção (Graauw et. al.,2015).

O gráfico 1 apresenta também o volume de recursos disponíveis para exploração de acordo com o tipo de recurso. Com pode ser observado, o petróleo convencional do Oriente Médio e os recursos convencionais terrestres são os que possuem maior quantidade de recursos disponíveis para exploração.

Gráfico 1 – Custos de Produção (preço *break-even*) por Área e Tipo de Petróleo



FONTE: Graauw et. al. (2015)

Esta análise deixa claro que existe um enorme desafio para as áreas de custo elevado para se adaptar ao atual contexto de mercado. Ou seja, grande parte dos novos projetos petrolíferos em águas profundas, óleo não convencional, óleo pesado venezuelano e areias betuminosas não seriam mais viáveis com os níveis de preços atuais. Neste sentido, a participação futura destas fontes de produção no mercado dependerá da sua capacidade de de aumentar a produtividade e reduzir os custos de produção.

Os níveis de custos apontados no gráfico 1 representam um retrato da situação atual, mas não revelam a dinâmica da evolução destes custos. A cada área/tipo de petróleo apresenta sua própria dinâmica de evolução dos custos. O custo de produção dos recursos não-convencionais nos Estados Unidos, por exemplo, tem experimentado uma redução muito rápida. Segundo Graauw et. al. (2015) os custos de perfuração na área de Eagle Ford, nos Estados Unidos, caíram 16% a cada vez que a produção acumulada desta área dobrou. Mais recentemente, observou-se uma capacidade de resposta importante dos não-convencionais à queda do preço do petróleo. Este setor da indústria petrolífera mundial mostrou uma importante resiliência ao aumentar fortemente a produtividade do capital empregado. A produção de petróleo por novo poço em produção aumentou

significativamente em função da focalização das perfurações em áreas de maior produtividade e do aprimoramento das técnicas de perfuração (Dias, 2015; Korey, 2015).

O Energy Information Administration do Departamento de Energia dos Estados Unidos publicou recentemente um estudo sobre as tendências do custo de E&P nos EUA (ver EIA – DOE, 2016). Este estudo realizou uma análise detalhada do comportamento dos principais itens de custo tanto das principais bacias terrestres como do Golfo do México. O estudo apontou uma redução entre 30 a 40% dos custos de perfuração e completação nas principais bacias terrestres entre 2012 e 2015. Ou seja, antes mesmo dos preços do petróleo iniciarem a trajetória de queda, os custos da exploração terrestre já tinham assumido uma trajetória decrescente nos EUA.

Esta capacidade de adaptação do segmento do petróleo não-convencional ao novo contexto do mercado está associada à estrutura e organização da indústria petrolífera na América do Norte. O grande número de produtores (cerca de 8.000 nos EUA) e fornecedores resulta numa forte competição neste mercado. O elevado grau de competição é o principal motor da busca pela redução de custos no negócio. O grande número de *players* resulta também maior flexibilidade e velocidade de adaptação das empresas deste setor. Ressalte-se ainda a característica técnica deste segmento, onde os projetos apresentam um ciclo de exploração e desenvolvimento curto e um baixo volume de investimento por projeto. Desta forma, as empresas têm mais flexibilidade para variar os investimentos de acordo com a sua capacidade de financiamento.

Contrariamente à experiência do petróleo não-convencional na América do Norte, a exploração *offshore* vem enfrentando dificuldade para se adaptar ao contexto atual do mercado. A expansão da produção *offshore* vem ocorrendo basicamente em águas profundas e ultraprofundas. Desta forma, este segmento da indústria petrolífera tem experimentado dificuldade para aumentar a produtividade ao longo do tempo. Segundo Nysveen e Wei (2015), os investimentos na exploração e produção *offshore* cresceram de cerca de US\$150 bilhões em 2005 para cerca de US\$360 bilhões em 2014. Apesar deste aumento, a produção mundial *offshore* permaneceu em cerca de 27 milhões de barris por dia neste período. Ou seja, os custos da exploração *offshore* aumentaram no período, seja em função da maior dificuldade geológica (maior profundidade da lâmina d'água e dos poços), seja pela inflação de custos.

O estudo do EIA-DOE (2016) mostrou que o segmento de exploração em águas profundas nos EUA vai ter que realizar um esforço importante para se adaptar ao contexto atual dos preços do mercado. Os projetos em águas profundas no Golfo do México analisados pelo estudo apresentaram custos *break-even* tipicamente acima de US\$60 por barril. Desta forma, as empresas deverão buscar redução de custos muito importantes para viabilizar novos projetos de águas profundas no Golfo do México ou

esperar dias melhores no mercado de petróleo para seguir adiante com este tipo de projeto. O estudo apontou o potencial de redução de 15% dos custos de CAPEX em 2015 e espera uma queda adicional de 3% em 2016.

Vale ressaltar que a indústria de exploração *offshore* apresenta características muito diferentes das do segmento de exploração terrestre nos EUA. Trata-se de uma indústria com uma estrutura muito mais concentrada. No segmento *offshore* de águas profundas e ultraprofundas, existem poucas operadoras e empresas fornecedoras com capacidade de atuar neste mercado. Além disso, os projetos exigem uma grande capacidade tecnológica e financeira das operadoras e fornecedoras. A relação entre fornecedores e operadoras é mais caracterizada pela cooperação entre operadoras e fornecedores. Neste sentido, a competição não tem sido um motor importante para redução de custos (Viegas, 2013). Estas características tornam os custos da exploração em águas profundas menos sensível às flutuações de curto-prazo dos preços de petróleo.

3.2. Comparando Custos por País

A comparação de custos de produção de petróleo por país deve levar em conta não apenas os custos de exploração, desenvolvimento e operação, mas também os custos associados às participações governamentais. No caso de países petrolíferos, onde a arrecadação de impostos depende fundamentalmente da exploração petrolífera, a estimativa dos custos das participações governamentais pode ser difícil de ser estabelecida. Nestes países, empresas estatais têm uma participação importante na atividade petrolífera e os excedentes da exploração são utilizados para financiamento do Estado.

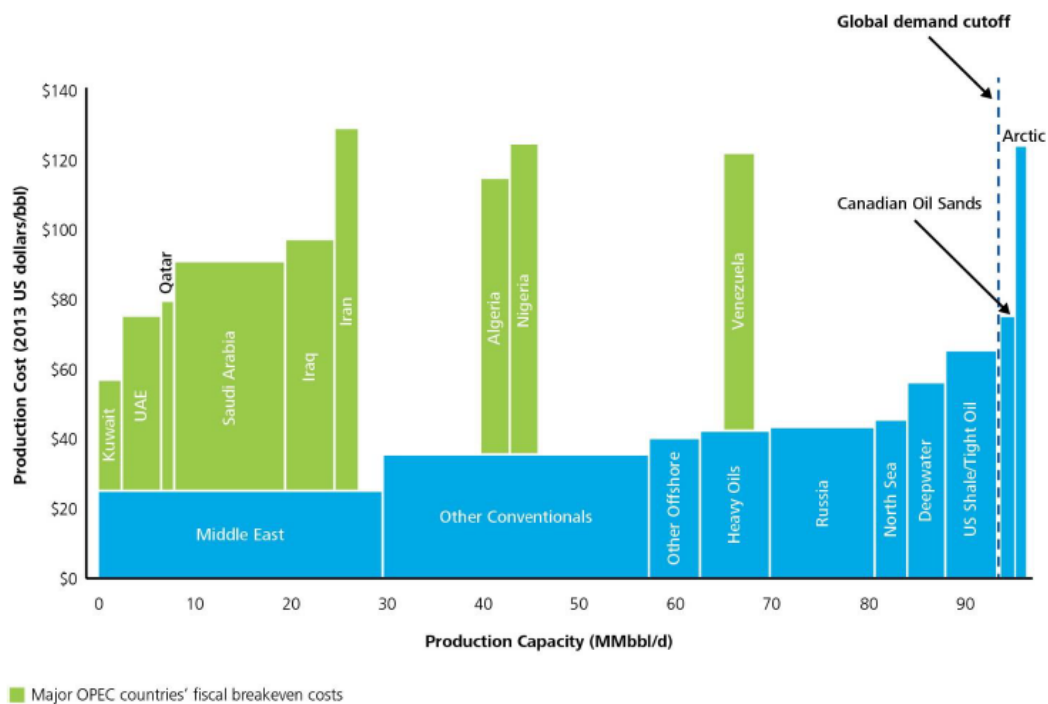
Tendo em vista a importância das participações governamentais para o financiamento do Estado, uma forma de se a os custos da produção petrolífera é incluir como custo o volume de recursos necessários para financiamento do orçamento estatal. Quando avaliamos os custos petrolíferos sob esta ótica, os países do Oriente Médio, que apresentam um baixo custo sem considerar as participações governamentais, passam a apresentar um custo total elevado.

Deloitte (2015) estimou os custos de produção considerando a necessidade de arrecadação pelo Estado em diferentes países da OPEP (ver gráfico 2). Nesta perspectiva, Irã, Argélia, Nigéria e Venezuela são países de custo de produção elevado. Ou seja, com o preço de petróleo abaixo de 100 dólares, o setor petrolífero não é capaz de sustentar a necessidade de financiamento dos governos, com consequências políticas e macroeconômicas para estes países.

Ressalte-se ainda, que mesmo países da OPEP com baixo nível de custos têm problemas de sustentabilidade macroeconômicas nos atuais níveis de preços do petróleo. Em 2015, o déficit fiscal do governo da Arábia Saudita atingiu o valor de US\$ 98 bilhões de dólares. Em 2016, o país implementou uma série de reformas econômicas buscando reduzir o déficit, incluindo privatizações, corte de subsídios e aumento de impostos.

Levando em conta o exposto acima, a avaliação sobre quem pode perder participação no mercado mundial de petróleo no contexto de preços baixos fica muito mais complexa. Se por um lado os custos diretos da exploração e produção de petróleo nos países da OPEP são baixos, por outro lado, a capacidade de investimento para aumentar a produção de petróleo depende do estado das finanças públicas, que determina a capacidade de investimento das empresas estatais, ou de uma maior abertura destes países ao capital privado. Assim, enquanto nos países não-OPEP o ritmo do investimento no setor dependerá do processo de ajuste nas empresas; nos países da OPEP o investimento dependerá da capacidade de os Estados Nacionais ajustarem suas contas públicas e/ou adaptarem a regulação setorial para atrair capital privado.

Gráfico 2 – Custos de Produção de Petróleo Incluindo a Necessidade de Financiamento do Estado



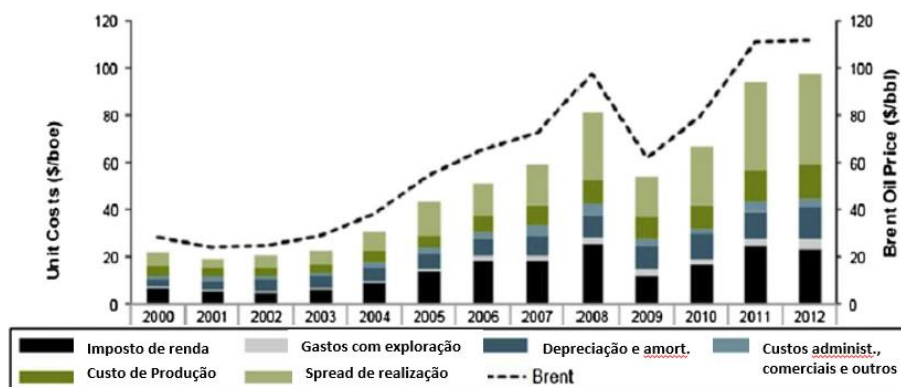
Fonte: Deloitte (2015)

3.3. Comparando Custos por Empresa

A queda do preço do petróleo afetou fortemente a capacidade de investimento das principais empresas da indústria mundial do petróleo. Uma característica importante da crise atual é que a redução dos preços aconteceu num momento em que as principais empresas do setor se encontravam numa situação frágil do ponto de vista econômico. Isto porque a indústria experimentou uma escalada dos custos ao longo da última década. Esta escalada nos custos está associada com a diversificação do *portfólio* das principais empresas para áreas de maior dificuldade geológica e complexidade tecnológica como *offshore* em águas profundas e ultra-profunda, não convencionais, areias betuminosas e ártico.

Weijermars et al. (2014) avaliou a evolução do desempenho econômico das 8 maiores empresas privadas da indústria mundial de petróleo (Exxon, Chevron, Conoco-Phillips, Shell, TOTAL, BP, ENI e Statoil). Este estudo mostrou que o investimento das *majors* aumentou 4,5 vezes entre 1999 e 2012 (de 40 bilhões para 180 bilhões de dólares) e ficou mais concentrado no segmento do *upstream* (70% do total em 2013). Esta elevação do valor dos investimentos foi causada pelo forte aumento dos custos, conforme pode ser observado no gráfico 3. Paralelamente, a produção das *majors* caiu 6% entre 2006 e 2013, afetando negativamente a rentabilidade dos projetos ao longo do tempo.

Gráfico 3 - Evolução dos Custos das Majors Europeias (Shell, TOTAL, BP, ENI e Statoil)



Fonte: Weijermars et al. (2014)⁴

⁴ O spread de realização se refere à diferença entre o preço médio de realização por barril das empresas e o preço do petróleo tipo Brent.

A consultoria Boston Consulting Group - BCG constatou uma dinâmica econômica semelhante para um conjunto de 9 grandes empresas do mercado mundial de petróleo (Exxon, Chevron, Conoco-Phillips, Shell, TOTAL, BP, ENI, Statoil e Repsol). Neste estudo, Santamarta, et. al. (2016) mostram que as empresas vêm enfrentando dificuldade para gerar fluxo de caixa livre para pagamento de dividendos desde 2009. A partir desta data, o retorno para os acionistas deste conjunto de empresas ficou muito abaixo da média do mercado acionário americano. A situação econômica das empresas ficou ainda pior a partir de 2013, quando o fluxo de caixa das mesmas se tornou negativo. Este estudo mostra ainda que a situação das empresas independentes é ainda pior que a situação das *majors*. As independentes⁵ têm gerado retorno negativo para os acionistas nos últimos anos (Santamarta, et. al., 2016).

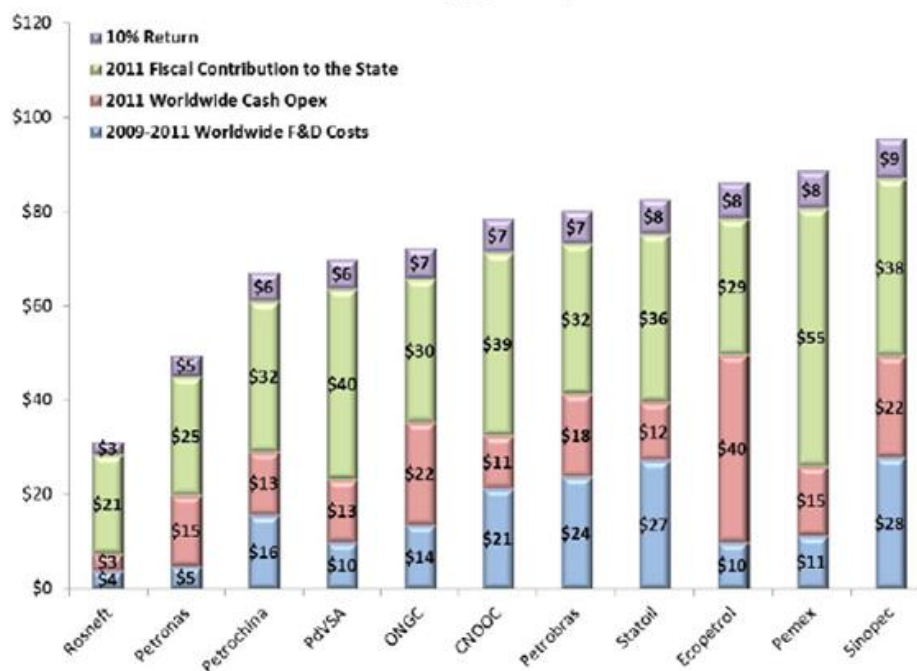
O estudo da BCG calculou qual seria o preço do petróleo necessário para reequilibrar o fluxo de caixa das empresas *majors* em 2017. Este estudo apontou uma faixa entre 50 e 80 dólares por barril, dependendo da empresa. Ou seja, as principais empresas privadas de petróleo mundiais enfrentam um enorme desafio de ajuste econômico.

Foss & Wainberg (2012) avaliaram os custos totais de produção de petróleo das principais empresas estatais do mundo utilizando a metodologia de levantamento de custos contábeis das empresas. Os autores calcularam o custo *break-even* para cada empresa levando em conta uma remuneração de 10% sobre o investimento realizado. Foram contabilizados os custos de exploração de desenvolvimento, os custos operacionais e a contribuição fiscal para o Estado. O Gráfico 4 apresenta os resultados para o ano de 2011, onde a Petrobras apresentou um custo total estimado em cerca de 80 dólares por barril. Com este patamar de custo, a Petrobras ocupava uma posição intermediária entre as empresas estatais analisadas. Desta forma, o desafio de ajuste das principais empresas de petróleo não é menos importante que o das empresas *majors*.

O estudo de Stevens (2016) aponta que o modelo de negócios das principais empresas de petróleo mundiais está ameaçado não apenas porque não tem conseguido gerar valor no atual contexto do mercado. Mas também por questões estruturais relacionadas com a transição energética atualmente em curso no mercado mundial de energia. Este estudo conclui que as empresas têm não mais que dez anos para encontrar novos modelos de negócios sustentáveis. Caso contrário, empresas tradicionais do setor podem desaparecer.

⁵ O estudo considerou a média das seguintes empresas: Anadarko, Apache, Hess, Impex, Marathon oil, Mol Group, Murphy, Lundin, Noble, Occidental Petroleum, Tullow Oil.

Gráfico 4 – Comparativo de Custo Break-Even Por Empresa Estatal para o Ano de 2011 (US\$/boe)



Fonte: FOSS & WAINBERG (2012)

3.4. A Correlação entre Preços do Petróleo e Custos de E&P

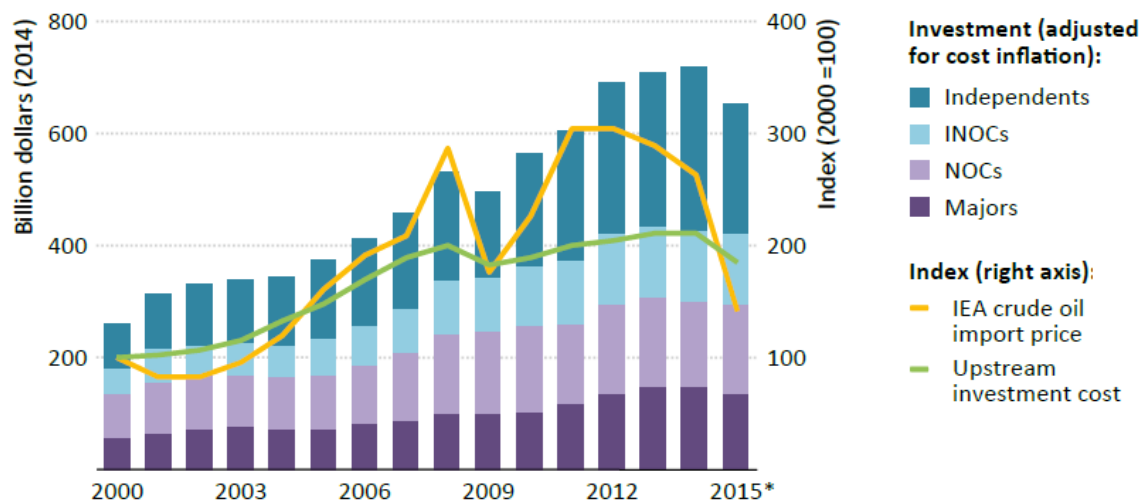
Os custos no segmento da exploração e produção dependem muito da demanda global por bens e serviços. Por sua vez, a demanda por bens e serviços depende do gasto com investimento realizado pelas operadoras. Quando aumentam os investimentos na indústria mundial de petróleo, a demanda por bens e serviços cresce, pressionando os preços dos bens e serviços, e vice-versa. A forte relação entre o volume de investimentos da indústria mundial do petróleo e o preço do petróleo decorre de duas razões básicas: (i) preços elevados tornam viáveis os projetos de exploração e produção de recursos petrolíferos de custos mais elevados; e (ii) a geração de fluxo de caixa livre para financiar investimentos é maior quanto mais elevado o preço do petróleo.

Toews e Naumov (2015) utilizam técnicas econométricas para apontar que um incremento (ou redução) de 10% nos preços do petróleo aumenta (diminui) em 4% a atividade de perfuração e em 3% os custos de perfuração, que são os custos mais representativos do segmento de E&P, dentro de um intervalo de um ano a um ano e meio.

No Gráfico 5, a relação entre preço de petróleo, investimentos em E&P e custos fica evidente. Segundo a Agência Internacional de Energia, a elevação dos preços do petróleo

a partir de 2005, está relacionada com um forte aumento dos investimentos globais em E&P, que saltaram de um patamar de US\$400 bilhões para cerca de US\$ 700 bilhões em 2014. Neste mesmo período, observou-se um forte aumento nos custos médios de investimentos. Vale ressaltar ainda, que a partir da queda do preço do petróleo no final de 2014, os custos assumiram uma trajetória decrescente.

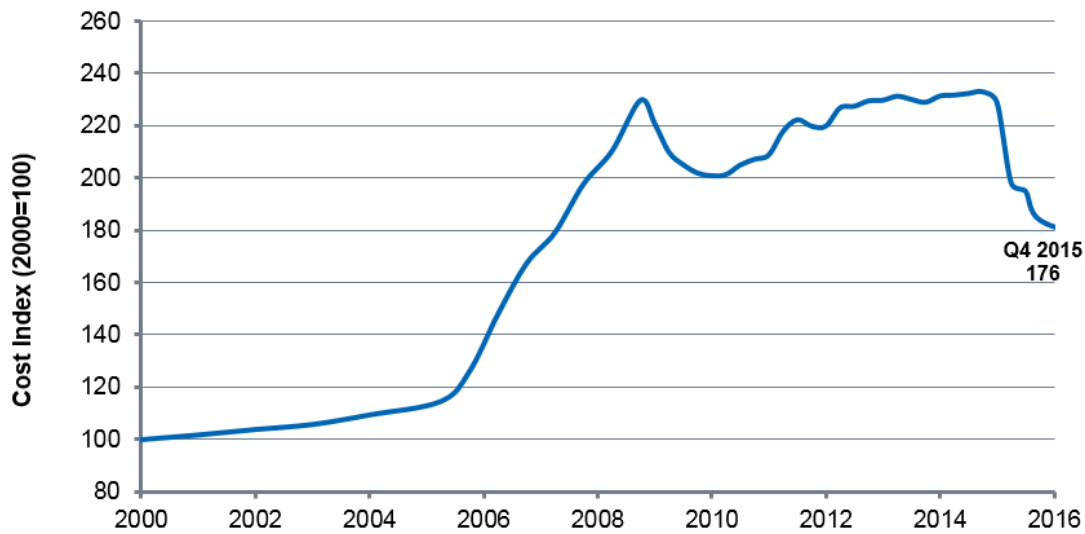
Gráfico 5 - Investimento Global em E&P e o Índice de Custo do *Upstream* da AIE



Fonte: IEA - WEO (2015)

A consultoria IHS acompanha os custos de investimento (capex) e operacional (opex) dos projetos de E&P de seus clientes e criou dois índices de custos para representar a evolução destas categorias de custos: o índice de custo de capital em E&P (UCCI) e o índice de custo operacional em E&P (UOCI). Segundo a IHS, os custos médios de capital mais que dobraram entre 2006 e 2008 com a disparada dos preços do petróleo (Gráfico 6). Após uma pequena queda em 2009, com a crise econômica mundial e a baixa demanda do petróleo, o índice de custos de capital voltou a crescer entre 2010 e 2014. Entretanto, a partir da queda do preço do petróleo em novembro de 2014, este índice assumiu uma trajetória de queda, reduzindo cerca de 25% apenas em 2015.

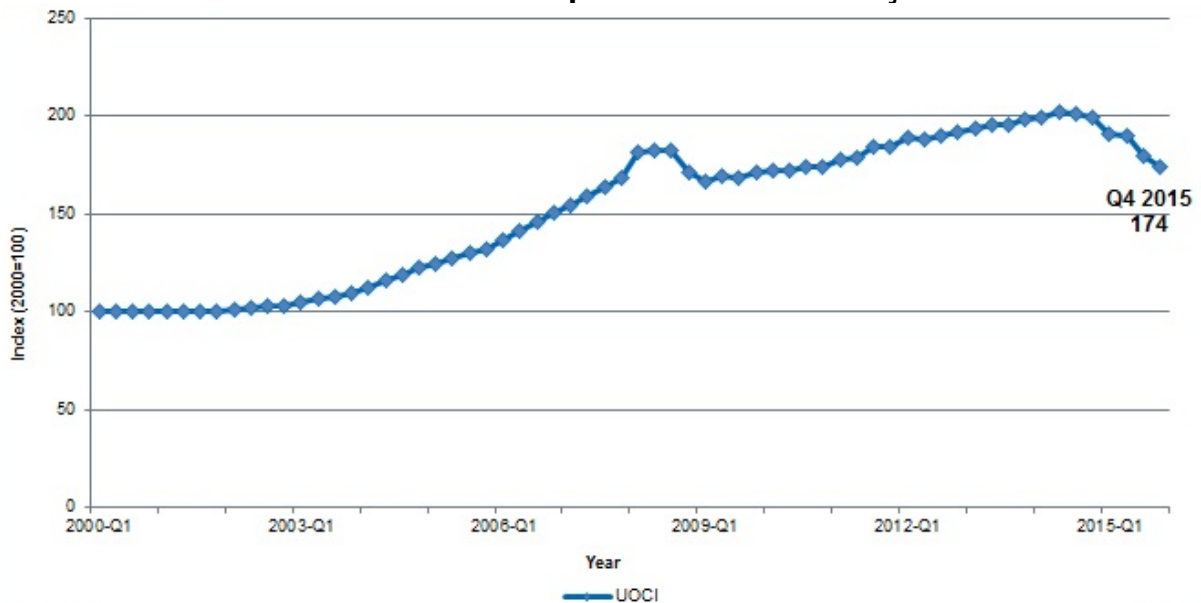
Gráfico 6 - Índice IHS de Custos de Capital na Exploração e Produção de Petróleo e Gás



Fonte: IHS (2016)

O índice de custos operacionais da IHS segue uma trajetória semelhante ao do custo de capital (gráfico 7). Entretanto, observa-se que os custos operacionais são menos sensíveis às variações do preço do petróleo. O índice de custos operacional caiu 13,5% no ano de 2015.

Gráfico 7 - Indicador IHS de Custos Operacionais de Produção de Petróleo e Gás



Fonte: IHS (2016)

4. Custo da Produção *offshore* no Brasil

A expansão da produção de petróleo no Brasil tem se dado basicamente através de projetos na área do Pré-sal, que apresenta um custo de produção relativamente elevado. Isto ocorre em função de diversos fatores: (i) os reservatórios estão localizados em áreas de águas ultraprofundas; (ii) é necessário perfurar poços muito profundos que atravessam uma espessa camada de sal; (iii) os reservatórios estão localizados em formações de carbonatos, ainda pouco conhecidas dos engenheiros de reservatórios; e (iv) a área de maior potencial de produção está localizada na Bacia de Santos do polígono do Pré-sal, distante do continente e onde não existe uma infraestrutura *offshore* desenvolvida.

Vale ressaltar que a trajetória de elevação dos custos de E&P no Brasil na última década foi ainda mais forte que o que aconteceu no mercado internacional. O recrudescimento da política de conteúdo local a partir de 2003, juntamente com o forte aumento no volume de investimentos (os investimentos em E&P multiplicaram por 5 entre 2005 e 2013), implicaram em uma forte pressão de demanda sobre a cadeia de fornecedores nacionais. O resultado foi uma inflação de custos na cadeia de E&P significativamente mais elevada que no mercado internacional. Segundo a consultoria IHS o índice de custo de capital que mede a inflação na cadeia de fornecedores no Brasil cresceu 32% a mais que o índice de custo internacional.

Pelas razões mencionadas, a queda do preço do petróleo a partir de 2014 resultou numa grande pressão para redução de custos na área do Pré-sal. Em particular, esta pressão se aplica à Petrobras, devido sua função de operadora única nos campos em desenvolvimento do Pré-sal.

A Petrobras, assim como as demais empresas petroleiras, vem buscando reduzir seus custos e já apresentam alguns resultados significantes. A Petrobras já conseguiu reduzir 17% do seu custo de extração entre 2014 e 2015. Só no Pré-sal, a empresa conseguiu diminuir 9% dos seus custos de extração, alcançando o patamar de 8,3 dólares por barril (Petrobras, 2015 e 2016).

A redução de custos no Pré-sal está principalmente associada a uma maior eficiência na perfuração de poços em Lula e Sapinhoá e a uma produtividade muito elevada dos poços. Desde 2010, quando se iniciaram as perfurações, o tempo dispendido em perfuração e completação se reduziu em 57%. Esse resultado se deve à combinação das novas tecnologias, desenvolvidas para o caso específico do Pré-sal, e da aceleração das curvas de aprendizado da empresa. Segundo a Petrobras, o *break even* dos principais projetos do Pré-sal passou de US\$ 45 no início de 2015 para algo entre US\$ 30 a US\$ 35 por barril em 2016 (Petrobras, 2015 e 2016).

Entre outros fatores, a Petrobras alcançou resultado tão expressivo devido a sua estratégia comercial de renegociação de contratos com os fornecedores. Num contexto de forte restrição financeira, a empresa foi obrigada a reduzir e renegociar contratos com fornecedores. Em 2015, a Petrobras conseguiu reduzir em média 13% as taxas diárias de afretamento de sondas e barcos de apoio de aproximadamente 700 contratos da companhia. A estatal iniciou em 2016 uma nova rodada de negociações com os fornecedores, que deve envolver outros 700 contratos, abrangendo contratos de sondas ainda não renegociados, de afretamento de FPSOs e os demais contratos de custeio da área de E&P. (Petrobras, 2015)

Outras petroleiras vêm realizando o mesmo esforço de redução de custos no Brasil. As empresas Statoil e a Sinochem, por exemplo, vêm se empenhando para reduzir o custo de desenvolvimento do Campo de Peregrino. O consórcio foi capaz de reduzir 35% dos seus custos, levando o projeto a diminuir seu *break even* de aproximadamente US\$ 70 para menos de US\$ 45 por barril. De acordo com a Statoil, a redução se deve à melhoria do perfil de produção, o aumento de reservas, a simplificação do design dos poços e otimização da performance em perfuração.

4.1. Metodologia para estimativa de custos no Brasil

Para estimar os impactos potenciais da evolução dos custos de exploração e produção de petróleo em projetos de E&P no Brasil, utilizamos o modelo GEE-IBP-*Upstream*. O modelo consiste em uma simulação do fluxo de caixa de projetos típicos em ambientes distintos de exploração e produção de petróleo e gás e sob diferentes regimes fiscais.

A partir da quantidade de reservas, o modelo estima a infraestrutura necessária para seu desenvolvimento. Utilizando informações de custo obtidas com empresas do setor, foi identificado o valor de investimentos associados aos principais itens de custo de um projeto de E&P (sísmica, poços pioneiros, extensões e desenvolvimento, *subsea*, FPSO, escoamento, abandono e outros).

O modelo permite uma avaliação da viabilidade econômica e financeira a partir da simulação do ciclo de vida do projeto, considerando o tipo de contrato fiscal aplicado ao projeto (concessão ou partilha de produção) e variáveis econômicas relevantes (custos e preço esperado do petróleo e gás). Desta forma, é possível calcular indicadores de atratividade dos projetos, valores de investimento e participações governamentais.

Para identificar os custos de E&P, a equipe de trabalho contou com reuniões com representantes das operadoras que atuam no Brasil. Inicialmente, será considerada a realidade de custos anterior ao movimento de queda de preço de petróleo, quando as reuniões de estimativa de custos foram realizadas. Em seguida, serão apresentadas

análises baseadas em estimativas reduções de custos, ainda que esses não tenham a precisão dos dados resultantes das reuniões de trabalho com as empresas.

Para refletir melhor as diversidades dos projetos realizamos as simulações em três ambientes: Pré-sal, pós-sal grande porte e pós-sal pequeno porte. As metodologias de composição dos custos são distintas na modelagem dos três ambientes.

Para o ambiente Pré-sal, consideramos para efeitos da modelagem, um campo com reserva total de 5 bilhões de barris de petróleo. Esse volume de reservas seria compatível com os campos mais relevantes do Pré-sal, tendo como referência o campo de Libra.

O ritmo de produção é determinado pela quantidade de plataformas utilizadas no campo. A metodologia parte de custos de cada sistema para compor o custo total. O preço da plataforma depende de sua escala de produção. A simulação considera quatro escalas produtivas, entre 100 e 180 mil barris por dia. O intervalo de custos vai de US\$ 1,6 a 2,5 bilhões (tabela 1).

Tabela 1 – Preço de plataformas FPSO por capacidade de Produção - 2014

Capacidade de Produção Mil barris/dia	US\$ bilhões
100	1,6
120	1,8
150	2,0
180	2,5

Fonte: Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Na composição dos custos de poços de exploração e produção, foi considerado um custo de perfuração de US\$ 150 milhões por poço. Cada poço produtor implicaria em um investimento de US\$ 60 milhões equipamentos de *subsea*. Consideramos que para dois poços de exploração com sucesso, serão desenvolvidos seis poços de extensão e 9 poços produtores. Para cada dez poços produtores são necessários quatro poços injetores. O custo de abandono representaria 5% do total investido por poço.

O custo de escoamento é definido pela quantidade de plataformas de forma não linear. A hipótese é que o escoamento ocorreria por clusters de quatro plataformas, com um custo total de US\$ 750 milhões. A primeira plataforma implicaria em custo de US\$ 600 milhões e as três seguintes de US\$ 50 milhões.

Assim, para desenvolver uma reserva de 5 bilhões de barris, seriam investidos ao longo da vida do projeto US\$ 41,7 bilhões. O custo operacional correspondente seria de US\$ 50

bi. Ou seja, em um projeto com essas características o Capex seria de US\$ 8 por barril e o Opex de US\$ 10 por barril.

Tabela 2 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente pré-sal de 5 bilhões de barris – Dados de 2014

Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Poços pioneiros	900
	Poços extensões	2.700
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	16.200
	<i>Subsea</i>	7.560
	FPSO	12.000
	Outros (<i>pipeline</i>)	1.400
Produção	Opex	49.958
Desativação	Abandono	945

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

No ambiente de pós-sal de grande porte, o campo considerado contém reservas de 500 milhões de barris. Foi considerado que esse campo será operado com uma plataforma FPSO com capacidade de produção de 120 mil barris por dia.

A metodologia utilizada foi a definição de custos para cada atividade do projeto, conforme disposto na tabela 2. Ao longo da vida do projeto, o custo de investimento totaliza US\$ 6,4 bilhões. O custo mais representativo é de perfuração de poços que alcança US\$ 2,5 bilhões. Foi estimado que o gasto operacional é de US\$ 200 milhões ao ano. Assim, custo operacional totaliza US\$ 4 bilhões em 20 anos. Esses valores correspondem a um Capex de US\$ 13 por barril e um Opex de US\$ 8 por barril.

Tabela 3 – Custos totais de produção por atividade em um projeto de pós-sal de 500 milhões de barris – Dados de 2014

Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Sísmica	35
	Poços exploratórios	500
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	2.000
	<i>Subsea</i>	2.150
	FPSO	1.500
	Outros	250
Produção	Opex	4.000 (200/ano)

Fonte: Elaboração própria. Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Para o ambiente de pós-sal de pequeno porte, consideramos um campo com reserva de 150 milhões de barris. Esse campo seria operado com uma única plataforma com capacidade produtiva de 50 mil barris por dia. Os custos foram definidos para cada atividade do projeto. Os totais estão dispostos na tabela 4. O custo de investimento totaliza US\$ 3,3 bilhões e custo operacional, US\$ 2,2 bilhões. Esses valores correspondem a um Capex de US\$ 22 por barril e um Opex de US\$ 15 por barril.

Tabela 4 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente de pós-sal de 150 milhões de barris – Dados de 2014

Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Sísmica	35
	Poços exploratórios	300
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	800
	Subsea	1.050
	FPSO	1.000
	Outros	150
Produção	Opex	2.250 (150/ano)

Fonte: Elaboração própria. Modelo GEE-IBP-*Upstream*

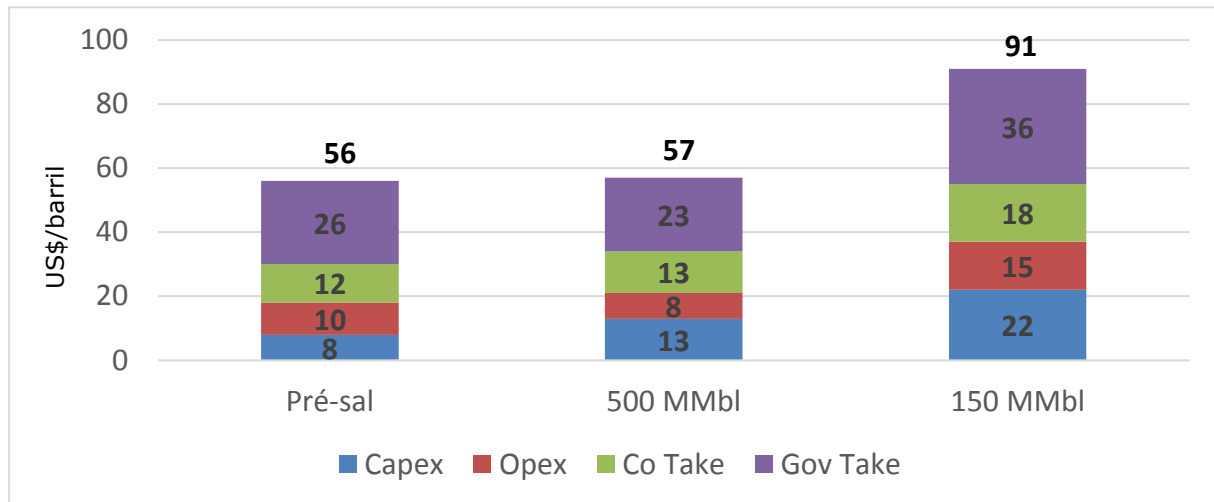
4.2. Estimativa da competitividade do E&P no Brasil

Com base nesses custos, estimamos o preço do petróleo que tornaria os projetos viáveis (*break-even*) nos três ambientes considerados. Nesse exercício, é necessário considerar os parâmetros de repartição de renda que resultariam do processo licitatório. No projeto do Pré-sal, assumimos as condições decorrentes do lance vencedor de Libra, com uma participação do governo no excedente em óleo (*profit oil*) de 41,65% e bônus de assinatura de US\$ 7 bilhões. No projeto de pós-sal com reserva de 500 milhões de barris, consideramos que o bônus de assinatura alcançaria US\$ 200 milhões. E no pós-sal com 150 milhões de barris, o bônus considerado é de US\$ 75 milhões. Esses valores refletem os resultados alcançados em leilões mais recentes.

O preço mínimo de atratividade deve ser suficiente para cobrir os custos de capital e operacionais, permitindo um retorno de 10% ao capital investido e o pagamento das participações governamentais. No caso do projeto do Pré-sal, o preço de viabilidade é de US\$ 56 por barril, sendo US\$ 8 correspondente ao Capex, US\$ 10 Opex, US\$ 12 retorno do empreendedor e US\$ 26 de tributos e participações governamentais. O preço de viabilidade do pós-sal de grande porte é semelhante, US\$ 57/barril. Esses projetos se caracterizam por custos de capital superiores (US\$ 13/bl), pois a produtividade dos poços é inferior ao Pré-sal, e custos operacionais menores. O preço de viabilidade de projetos

de menor porte é bastante superior, US\$ 91/barril, já que o Capex e o Opex são elevados.

Gráfico 8 – Preço de viabilidade de projetos de exploração e produção de petróleo nos ambientes Pré-sal, pós-sal de grande porte e pós-sal de pequeno porte – Dados de 2014



Fonte: Elaboração própria. Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Esses resultados refletem a situação de custos antes da queda dos preços do petróleo. Como já enfatizado, desde o fim de 2014, os custos de exploração e produção de petróleo vêm experimentando forte redução. Como foi ressaltado, a dinâmica de redução de custos varia de acordo com o tipo de segmento (*onshore* e *offshore*) e com o país. Para avaliar qual seria o nível de competitividade dos projetos de E&P no Brasil caso o setor de petróleo nacional consiga acompanhar a tendência internacional, calculou-se qual seria o nível de competitividade dos projetos considerando a redução de custos indicada nos índices de custos elaborados pela IHS. Assim, foi simulada a viabilidade dos projetos considerando uma redução do capex e opex nos três ambientes em 25% e 13,5%, respectivamente (tabela 5).

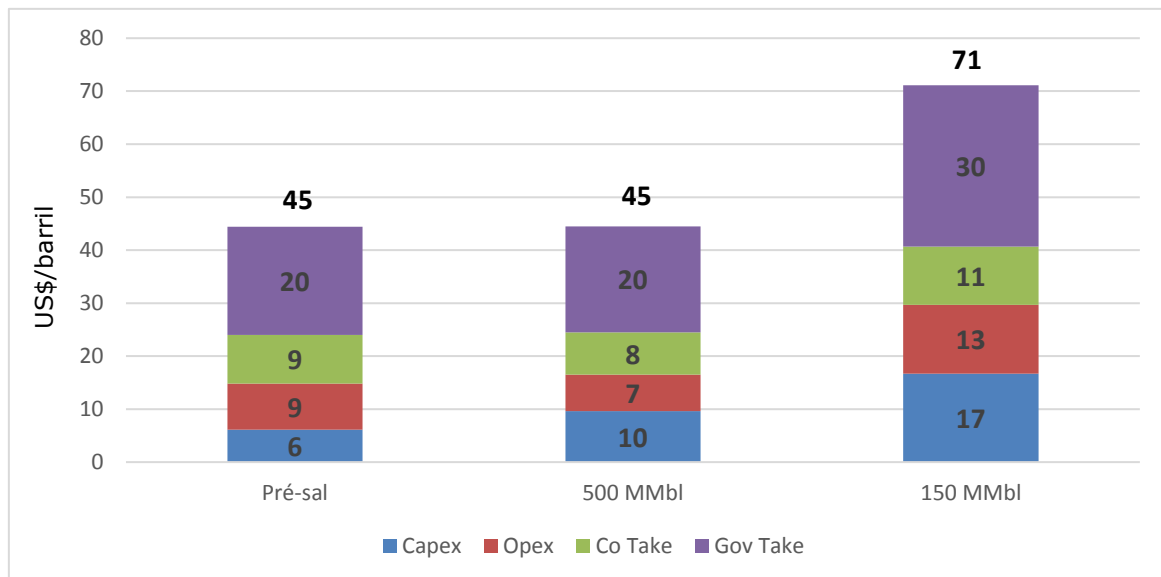
Nas simulações, consideramos que os bônus de assinatura são de US\$ 2 bi no pré-sal, US\$ 200 milhões no pós-sal de grande porte, e US\$ 75 milhões no pós-sal de pequeno porte. No ambiente de pré-sal, a viabilidade é alcançada com um preço de US\$ 45/barril. Esse é o mesmo preço que viabiliza projetos do pós-sal de grande porte. Apesar dos custos unitários serem inferiores no pré-sal, a entrada em produção dos sistemas toma mais tempo, implicando em um maior volume de remuneração do capital. Projetos do pós-sal de pequeno porte só se tornariam viáveis com preço de US\$ 71/barril.

Tabela 5 – Evolução potencial dos custos de projetos de E&P no Brasil – US\$/b

	Pré-sal	Pós-sal 500 MMbl	Pós-sal 150 MMbl
Capex – 2014	8,2	12,8	22,2
Opex – 2014	10,0	8,0	15,0
Capex – 2016	6,1	9,6	16,7
Opex – 2016	8,7	6,9	13,0

Nota: Custos de 2016 estimados a partir da evolução dos custos internacionais, conforme índice IHS.

Fonte: Elaboração própria. Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Gráfico 9 – Preço de viabilidade de projetos de E&P com custos atualizados nos ambientes pré-sal, pós-sal de grande porte e pós-sal de pequeno porte.

Fonte: Elaboração própria. Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Portanto, se os projetos de E&P no Brasil seguirem a tendência internacional de redução de custos, podem ser atrativos com preços do petróleo mais próximos ao que observamos hoje. No entanto, projetos de pequeno porte só se viabilizariam com preços muito superiores ao que observamos atualmente. No entanto, para dar maior resiliência ao desenvolvimento de projetos no pré-sal seria interessante reduzir os custos de forma mais significativa que os projetos internacionais.

Vale ressaltar que o estudo sobre evolução de custos de E&P no Estados Unidos realizado pela Energy Information Administration (EIA), constatou que a redução de custos no

segmento onshore tem sido mais acelerada que no segmento offshore. Assim, a queda média apontada pelos índices da IHS pode não refletir a realidade do segmento offshore.

5. Desafios e Estratégias para Redução de Custos no Brasil

A análise apresentada deixa claro que a indústria mundial de exploração *offshore* em águas profundas enfrenta um enorme desafio para se adaptar ao contexto atual do mercado. A exploração *offshore* está disputando uma corrida para redução de custo com outros segmentos da exploração petrolífera que também apresentam custos elevados, em particular a exploração de petróleo não-convencional na América do Norte (Nysveen e Wei, 2015). A exploração do Pré-sal no Brasil não está alheia a estes desafios, apesar das grandes vantagens geológicas em relação a outras bacias petrolíferas *offshore* do mundo. A redução dos custos é condição necessária à manutenção da atratividade econômica para a expansão da produção no Pré-sal.

Os custos de projetos de E&P podem cair de três formas:

1. Redução dos custos de aquisição de equipamentos e serviços: Os fornecedores da indústria de petróleo baixam o preço de seus produtos. Assim, equipamentos com as mesmas especificações se tornam mais baratos. Em momentos de redução de atividade de *upstream*, fornecedores aceitam reduzir margens para garantir vendas e manter contratos. Pode também resultar da redução de preços de insumos relevantes para a cadeia produtiva, como aço, e de inovações tecnológicas.
2. Ganhos de eficiência das operadoras: As empresas operadoras modificam suas práticas gerenciais e técnicas, reduzindo o gasto. A melhor gestão de projetos pode estar relacionada à sua simplificação e padronização e na redução dos prazos, essencial em uma indústria capital intensiva como a de petróleo.
3. Seleção de projetos: A operadora ajusta seu portfólio de projetos, focando os projetos menos custosos, o custo unitário de E&P da empresa cai, mesmo que o custo de cada projeto não se modifique. Essa solução implica em redução do volume de gastos e menor volume produzido no futuro.

Ainda que a terceira solução seja interessante para a empresa, as duas primeiras soluções são mais vantajosas para a indústria de petróleo e para a sociedade. No caso Norte-americano, a característica mais flexível de projetos de recursos não convencionais possibilitou às empresas um ajuste de portfólio como resposta à queda de preços. As empresas focaram projetos com maior produtividade, diminuindo o custo unitário de E&P. No ponto de vista da indústria de petróleo como um todo, a seleção de projetos implica em menor atividade produtiva e desmobilização. A redução para um quarto do número de sondas em operação desde o início do colapso dos preços do petróleo evidencia que a solução seletiva não é ideal.

No caso brasileiro, essa solução poderia implicar que projetos mais rentáveis do pré-sal seriam preservados, mas os projetos *offshore* de menor porte não iriam a frente, para não falar da produção *onshore*. Assim, deixaríamos de aproveitar parte do potencial de desenvolvimento da indústria. Ou seja, as duas primeiras soluções devem ser priorizadas.

5.1. Principais desafios para redução dos custos

O desafio de redução de custos no segmento de exploração em águas profundas apresenta particularidades importantes. A dinâmica industrial neste segmento é radicalmente diferente da exploração dos não-convencionais na América do Norte. Os projetos na exploração *offshore* são operações multibilionárias com enorme complexidade tecnológica e longo prazo de maturação. Estas características determinaram um modelo de negócio caracterizado por: i) busca de soluções tecnológicas “*tailor made*” para cada projeto; ii) elevado grau de terceirização e divisão do trabalho nas operações, com muitas empresas envolvidas nas principais atividades do ciclo de vida do projeto; iii) tendência de privilegiar soluções de maior conteúdo tecnológico e nem sempre as mais competitivas em termos econômicos (EIA-DOE, 2016, Mckinsey, 2015 e Oil and Gas UK, 2016);

Em função das características mencionadas acima, as operadoras do segmento *offshore* assumem um papel muito importante nas escolhas tecnológicas e, em muitos casos, na própria engenharia de processos e equipamentos. Ou seja, o processo de inovação tecnológica tende a ser muito mais centralizado e comandado pelas operadoras em função do tamanho e capacidade tecnológica destas empresas. O modelo de negócios descrito acima tem como implicação um baixo nível de padronização das soluções tecnológicas⁶.

A excessiva divisão do trabalho com muitas empresas envolvidas nas principais atividades do ciclo de vida do projeto contribui para aumentar os custos destas atividades. O grande número de empresas torna mais complexo o processo de contratação, e coordenação das atividades, com impactos negativos para a eficiência operacional. Adicionalmente, o custo aumenta em função da maior margem de remuneração requerida pelo para arcar com os overheads do grande número de empresas envolvidas.

⁶ Já no caso da exploração não convencional, o processo de inovação tecnológica é mais descentralizado com um protagonismo maior da indústria parapetrolífera. A redução dos custos e a padronização das soluções são privilegiadas no esforço de inovação em função do grande número de projetos.

Adicionalmente, o elevado risco ambiental da exploração *offshore* e as crescentes exigências regulatórias quanto à segurança operacional são fatores que levam as operadoras a se envolverem mais fortemente e diretamente no processo de escolha tecnológica e inovação. Após o acidente de Macondo nos Estados Unidos, o controle sobre a segurança operacional vem se reforçando internacionalmente. O governo americano, anunciou recentemente que vai publicar novas regras de segurança operacional na perfuração *offshore* (Valor Econômico, 2016). O aumento das exigências com a segurança operacional representa um fator de elevação de custo importante para o segmento *offshore*.

Os desafios para a redução de custos no Brasil são ainda maiores que o do segmento da exploração *offshore* em outras partes do mundo, em função de algumas particularidades do mercado brasileiro. Em primeiro lugar, é importante considerar o papel central da Petrobras em todo o processo de investimento no Pré-sal brasileiro. A empresa opera praticamente todos os projetos de desenvolvimento de campos *offshore* em águas profundas no Brasil. Este papel protagonista e a excelência tecnológica da empresa exacerbou a centralização e controle do processo de inovação pela empresa. Aos fornecedores coube o papel de atender as demandas e requerimentos tecnológico da empresa, com pouco espaço para competição entre diferentes opções tecnológicas no mercado brasileiro.

Em segundo lugar, cabe destacar a política de conteúdo local brasileira. Trata-se de uma política de ambiciosa, que busca internalizar no Brasil a produção de todos os bens e serviços requeridos pela indústria, deixando pouco espaço para a especialização da indústria de fornecedores locais em segmentos específicos da cadeia petrolífera. A política de conteúdo local acaba restringindo o número de fornecedores com impactos relevantes para a competição tecnológica e econômica.

Finalmente, vale ressaltar a particularidade do elevado grau de exigência tecnológica da exploração do Pré-sal, por ser uma fronteira geológica que exige soluções tecnológicas novas e muitas vezes ainda não testadas em outras bacias *offshore*. Estas particularidades do contexto brasileiro vão exigir estratégias e respostas regulatórias específicas para o país.

5.2. Estratégias Possíveis

Diversos estudos recentes têm avaliado possíveis estratégias de reduzir os custos do segmento *offshore*. Oil & Gas UK (2015) realizou uma análise sobre possíveis oportunidades de redução de custo e estratégias de implementação para o mercado do Mar do Norte. Esta análise apontou três frentes distintas de atuação para redução de custos: (i) mudança no processo empresarial, com aplicação de práticas mais eficientes

nos negócios; (ii) padronização visando eficiência, indo contra a corrente de customização excessiva dos projetos, que eleva consideravelmente os custos; (iii) cooperação e mudança de comportamento entre as empresas, garantindo uma mudança de longo prazo na indústria com a criação de novos modelos de negócios.

A partir deste estudo, o Oil & Gas UK, que é uma associação das empresas envolvidas no negócio da exploração *offshore* no Mar do Norte, criou uma força tarefa, denominada *Efficiency Task Force*, para trabalhar em iniciativas nos três eixos de ganhos de eficiência e redução de custos identificados. O objetivo desta força tarefa é atingir redução de custos de até 40% num horizonte de três anos. Apesar de recentes, essas iniciativas já foram capazes de trazer resultados – espera-se que até o final de 2016 a redução de custos alcance 22% (8% em 2015 e outros 14% em 2016) nos ativos em produção do Mar do Norte.

McKinsey (2015) avaliou estratégias para redução do custo de perfuração *offshore*. Segundo este estudo, a redução dos custos de perfuração seria fundamental para a sustentabilidade do setor uma vez que representam 40 a 50% da despesa total de capital dos projetos *offshore*. Segundo este estudo, os custos médios do poço *offshore* aumentaram 200 a 250% desde 2007, devido: i) ao aumento dos custos das sondas; ii) aos maiores custos de poço e completação (25 a 50% do aumento); iii) ao maior uso de experts, designs mais complexos e tecnologias caras; iv) e à ineficiência dos processos, relacionado a problemas de produtividade, mudanças de última hora no projeto, culturas de fraca performance e curva de aprendizado interrompidas.

McKinsey (2015) indica que é possível reduzir até 50% do custo por poço através de um processo de inovação que inclui: i) construir curvas de aprendizado rigorosas, que podem ser alcançadas com a manutenção de um plano de perfuração para 1 a 3 anos, estabilizar os planos de entrega dos poços (organizando melhor a logística e transporte das sondas) e agrupar os mesmos tipos de poços para criar trabalhos padronizados para os empregados; ii) padronizar e simplificar os poços, para reduzir custos unitários; iii) lançar iniciativas para reduzir o tempo não produtivo e aprimorar a eficiência; iv) gerir compras e cadeia de suprimentos com o objetivo de redução de custos; v) gerir de forma rigorosa a performance, aplicando metas rígidas para melhorias de tempo de perfuração.

Pelo exposto, fica claro que operadoras e fornecedoras buscam um novo modelo de negócios que ainda está indefinido. O que se tem claro é o que deve ser feito, mas ainda não se definiu exatamente como fazê-lo. A maior necessidade de padronização dos processos aparece em todos os diagnósticos. Mas não está claro quais deveriam ser as mudanças na relação entre as operadoras e seus fornecedores para viabilizar esta padronização e os ganhos de eficiência. A maior cooperação entre operadoras e fornecedores também aparece como uma estratégia necessária nos diagnósticos. Mas

não fica claro que tipo de cooperação. Esta cooperação implicaria num maior poder de decisão e protagonismo dos fornecedores quanto às escolhas tecnológicas para redução de custo? Novos contratos com incentivos a redução de custos? São questões que deverão ser debatidas e definidas no futuro próximo.

Uma questão relevante, é que o modelo de negócios da Petrobras é a síntese do modelo de atuação em *offshore* descrito na seção 5.1. A ênfase no desenvolvimento de soluções tecnológicas próprias e internalização das atividades de P&D foi importante para a empresa superar o desafio de atuar em ambientes cada vez mais críticos, mas pode não ser adequado para a necessidade de simplificação e padronização das atividades, fatores apontados como principais drivers de redução de custos.

Além de buscar novas estratégias de redução de custo alinhadas com o esforço que está sendo feito internacionalmente, a indústria petrolífera brasileira deve enfrentar ainda os desafios ligados às particularidades do mercado nacional apontados acima: concentração da operação na Petrobras e a política de conteúdo local. O enfrentamento destas questões depende mais de mudanças regulatórias do que estratégias empresariais.

A concentração das encomendas numa única operadora é um fator limitador para competição tecnológica e de modelos de negócios. Neste sentido, o aumento do número de operadoras no Brasil pode ser um caminho importante para acelerar o processo de aprendizado. Em um ambiente com mais operadores e mais diversificado, a probabilidade de se otimizar a redução de custos é maior. Isso se deve ao fato de estar em um mercado mais competitivo, no qual as empresas operadoras possuem estratégias comerciais distintas e contratos distintos com a cadeia de fornecedores. A concorrência entre diferentes modelos de negócios pode ser um *drive* importante de redução de custos.

O aperfeiçoamento das políticas de conteúdo local, também pode dar uma contribuição importante na redução dos custos da exploração e produção de petróleo no Brasil. Para minimizar os potenciais impactos negativos desta política para os custos do Pré-sal brasileiro é importante viabilizar uma maior flexibilidade no processo de compra das operadoras no Brasil. É importante garantir que os compromissos de conteúdo local não impliquem em custos não competitivos para a indústria. A política de conteúdo local deveria incentivar e valorizar empresas e segmentos da cadeia que possuem maior vantagem comparativa e, portanto, maior competitividade de mercado.

Finalmente, é importante garantir que o nível do *government take* no Brasil seja compatível com a atratividade do Pré-sal frente a outras fronteiras geológicas concorrentes. Apesar de ser um ponto sensível devido sua alta importância para a receita do governo brasileiro, melhorias podem ser implementadas na taxação do setor de forma

a, inclusive, aumentar a arrecadação no longo-prazo. A falta de atratividade dos projetos no Brasil resultaria numa queda da arrecadação com a postergação dos projetos. Neste sentido, é fundamental avaliar se o nível de taxação está adequado frente ao contexto econômico do setor.

Portanto, a redução de custos da indústria petrolífera brasileira deve ser alcançada através de esforços conjuntos das empresas e do governo, que irão contribuir para a construção de um ambiente de negócios com maior eficiência e competitividade.

Adicionalmente, é importante que o quadro institucional brasileiro seja consolidado com brevidade para que as operadoras tenham condições de redefinir seu modelo de atuação e buscar redução de custos. Como a redefinição institucional inclui elementos cruciais para a tomada de decisão empresarial, como a regra de conteúdo local e do operador único, quanto mais essa demorar, mais tempo levará o ajuste de custos das empresas para conferir competitividade as atividades de E&P no Brasil.

6. Conclusões

Este estudo deixou claro que a redução dos preços de petróleo descortinou um enorme desafio para a viabilidade econômica e a continuidade da expansão da produção de petróleo das áreas de custo mais elevado na indústria. Dentre estas áreas destacam-se o óleo não-convencional na América do Norte e as bacias *offshore* em águas profundas, particularmente o Pré-sal brasileiro. Ambas as áreas se encontravam em forte expansão no contexto de preços elevados e agora enfrentam o desafio de baixar custos para manter a atratividade dos projetos.

O contexto atual da indústria de exploração *offshore* internacional e brasileira implica na necessidade de grandes mudanças nas estratégias e modelos de negócios das operadoras e principais fornecedoras do setor. As principais empresas do mercado mundial de petróleo não conseguem mais gerar valor em nível satisfatório para os seus acionistas. Diante deste cenário, dois eixos estratégicos estão em debate na indústria de exploração *offshore*. O primeiro é a busca de redução de custo a partir da simplificação e padronização tecnológica. O segundo eixo é a revisão da organização industrial na cadeia do setor de petróleo. Em particular a forma de divisão do trabalho entre as empresas envolvidas nas principais atividades (perfuração e manutenção de poços, construção e instalação de sistemas de produção - plataformas e sistemas *subsea*).

Os resultados do modelo GEE-IBP-*Upstream* indicaram que se considerarmos a estrutura de custos que estava estabelecida em 2014, prévia à queda de preços, não é possível garantir viabilidade de nenhum dos tipos de projeto analisados com os preços abaixo de

US\$ 50 por barril. Já se as operadoras brasileiras forem capazes de replicar a trajetória internacional de custos no *upstream*, os projetos do pré-sal e pós-sal de grande parte alcançam atratividade com preços próximos aos patamares atuais.

O desafio de viabilizar o pré-sal é significativo, pois as estratégias apontadas na literatura para alcançar a redução de custo de E&P enfatizam a simplificação e padronização de projetos. No entanto, a fase de desenvolvimento do pré-sal é ainda inicial, o que implica em complexidades tecnológicas. Assim, evoluir para um modelo de negócios conforme às recomendações é uma tarefa difícil. Por outro lado, a característica inicial significa que as oportunidades de aprendizado e ganhos de escala são latentes, contribuindo para uma trajetória futura de redução de custos.

A iniciativa internacional, como Oil & Gas UK, indica que a cooperação entre os agentes da indústria é essencial para alcançar competitividade. No Brasil, a indústria de petróleo não tem essa tradição. As empresas, em geral, buscam solucionar os problemas individualmente. Iniciativas conjuntas como o Prominp e a Onip não obtiveram o êxito esperado devido à tendência das empresas não atuarem de forma cooperativa.

O desafio que se coloca é reduzir o nível de custo de produção no Pré-sal para que o *break-even* dos projetos para um patamar de cerca de 30 dólares por barril. Após os ajustes estruturais na Petrobras, esta redução de custo deveria ser o principal desafio estratégico do setor petrolífero nacional. Neste patamar de viabilidade (cerca de 30 dólares), o Brasil poderia ser atrativo para investimentos não apenas da Petrobras, mas de operadoras privadas, mesmo no pior cenário para evolução do mercado mundial de petróleo.

7. Referências Bibliográficas

- AFONSO, J. R.; CASTRO, K. P. Tributação do setor de petróleo: evolução e perspectivas. Texto para discussão n  12 da ESAF, Brasília, jun. 2010.
- AGUILERA, Roberto F. (2014). Production costs of global conventional and unconventional petroleum. *Energy Policy*, 64(2014)134–140.
- ALAMI, A. e JACKSON. P (2015). How *Offshore* Drilling Can Transform to Thrive in the Long Term. Bain & Company. Disponível em: <http://www.bain.com/publications/articles/how-offshore-drilling-can-transform-to-thrive-in-the-long-term.aspx>
- CONSOLI, Helder (2015). *Avaliação da Atratividade de Projetos de E&P em  guas Profundas: Uma Análise Comparativa Entre os Regimes de Concess o e de Partilha*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia da UFRJ.
- DELOITTE (2015). Oil Prices in Crisis: Considerations and Implications for the Oil and Gas Industry. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-oil-prices-in-crisis-considerations-and-implications-for-the-oil-and-gas-industry-02042015.pdf>
- DIAS, Javier (2015). Panorama energ tico global, realidad y perspectivas. Impacto de Norteam rica en los mercados globales. Platts. Apresenta o realizada no VIII Congresso Brasileiro Gas e Energia. Santa Cruz, Bol via.
- EIA – DOE (2016). *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>
- EVALUATE ENERGY (2015). *How to Calculate the Break Even Cost of Oil & Gas Production*. Disponível em <https://cdn2.hubspot.net/hub/312313/file-2262672865-pdf/breakevencosts-evaluateenergy2.pdf?submissionGuid=01cbbc2c-43c2-4fab-9c8a-51bca79ff383>
- EY (2014). *US upstream: costs, prices and the unconventional treadmill*. Disponível em: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-US-upstream-costs-prices-and-the-unconventional-treadmill/\\$FILE/EY-US-upstream-costs-prices-and-the-unconventional-treadmill.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-US-upstream-costs-prices-and-the-unconventional-treadmill/$FILE/EY-US-upstream-costs-prices-and-the-unconventional-treadmill.pdf)
- FOSS, M. M. & WAINBERG, M. L. (2012), "NATIONAL OIL COMPANY UPSTREAM COST STRUCTURE AND IMPLICATIONS OF LOWER OIL PRICES", Think Corner Research Note, BEG/CEE - University of Texas

- GRAAUW, L., MCCREERY, J. e MURPHY, B. (2015). Capital productivity for oil and gas in a low-price environment. Bain & Company. Disponível em: <http://www.bain.com/publications/articles/capital-productivity-for-oil-and-gas-in-a-low-price-environment.aspx>
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA (2013a). World Energy Outlook. Paris, 2013. Disponível em: < <http://www.worldenergyoutlook.org>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2014
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA (2013b). Resources to Reserves: Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future. Disponível: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf>
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA (2015). World Energy Outlook. Paris, 2015. Disponível em: < <http://www.worldenergyoutlook.org>>. Acesso em: 16 de dezembro de 2014
- KARLSEN, J. (2016). Next Ten Years of Subsea and Deepwater Technology. Apresentação no GOT/FINEP Workshop.
- KOREY, Rhoden (2015). US Unconventional Play Advances and Impacts. Drilling Info. Apresentação realizada no VIII Congresso Brasileiro Gas e Energia. Santa Cruz, Bolívia.
- MCKINSEY (2014). *Meeting the challenge of increasing North Sea costs*. Disponível em: http://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/client_service/oil%20and%20gas/pdfs/meeting_the_challenge_of_increasing_north_sea_costs.ashx
- MCKINSEY (2015). How to achieve 50% reduction in *offshore* drilling costs. Disponível em http://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/dotcom/client_service/Oil%20and%20gas/PDFs/How%20to%20achieve%2050%20percent%20reduction%20in%20offshore%20drilling%20costs.ashx
- NYSVEEN, Magnus e WEI, Leslie, (2015). *Offshore vs. Shale. Which will Prevail in the Long Term*. Oil and Gas Journal. www.ogj.com/articles/print/volume-12/issue-4/features/offshore-vs-shale.html
- OPEP (2016). World Oil Outlook - WOO. Disponível em http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf
- OIL AND GAS UK (2015). *Economic Report 2015*. Disponível em: <http://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/09/Oil-Gas-UK-Economic-Report-2015-low-res.pdf>

- OSMUNDSEN et al. (2012). *Understanding rig rates*. Discussion Papers No. 696, Statistics Norway, Research Department. Disponível em: <https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/DP/dp696.pdf>
- PETROBRAS (2016). *Divulgação de Resultados 4º Trimestre 2015 e Exercício 2015*. Disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3762>.
- PETROBRAS (2015). Outros Destaques Operacionais de E&P. Disponível em: <http://files.investidorpetrobras.com.br/conteudo/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20DE&P.pdf>
- PHILLIPS E. e JACKSON, P. (2015). Beyond cost-cutting: The opportunity for oilfield services and equipment companies. Bain & Company. Disponível em: <http://www.bain.com/publications/articles/beyond-cost-cutting-the-opportunity-for-oilfield-services-and-equipment-companies.aspx>
- RODRIGUES, Larissa e Sauer, Ildo (2015). "Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil". *Energy Policy*. 87 486–495
- SANTAMARTA, Sylvain, MARTEN, Ivan e HEGNSHOLT, Esben (2016). Big Oils Road to Reinvention: Restoring Value Creation Through Business Model Revolution. Boston Consulting Group. Disponível em: <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-big-oil-road-reinvention/>
- Stevens, P. (2016). International Oil Companies The Death of the Old Business Model. <https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/publications/research/2016-05-05-international-oil-companies-stevens.pdf>
- TOEWS, G., & NAUMOV, A. (2015). The Relationship Between Oil Price and Costs in the Oil Industry. *The Energy Journal*, 36(Adelman Special Issue).
- VALOR ECONÔMICO (2016). *EUA vão lançar regras finais sobre perfuração de petróleo 'offshore'*. Artigo publicado no Jornal Valor Econômico, 14/04/2016. Disponível em: <http://www.valor.com.br/internacional/4523049/eua-vao-lancar-regras-finais-sobre-perfuracao-de-petroleo-offshore>
- VIEGAS, Thales (2013). Competitividade em Custos Na Atividade Petrolífera em Águas Profundas. *Tese de Doutorado*, Instituto de Economia da UFRJ.
- WEIJERMARS, Ruud, CLINT, Oswald e PYLE, Lain (2014). "Competing and partnering for resources and profits: Strategic shifts of oil Majors during the past quarter of a century". *Energy Strategy Reviews*, n.3, 72-87.