

KRYSTAL LURI NUMA

ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE ECONÔMICA DO PRÉ-SAL EM FUNÇÃO DO
CENÁRIO DE PREÇOS DO PETRÓLEO E PRINCIPAIS PAÍSES PRODUTORES

São Paulo
2016

KRYSTAL LURI NUMA

ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE ECONÔMICA DO PRÉ-SAL EM FUNÇÃO DO
CENÁRIO DE PREÇOS DO PETRÓLEO E PRINCIPAIS PAÍSES PRODUTORES

Trabalho de conclusão de curso apresentada
como exigência para obtenção do grau de
Bacharelado em Engenharia de Petróleo da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Manoel Rodrigues
Neves

São Paulo
2016

Dedico este trabalho à minha avó, Kimie Kiuti, que sempre será uma inspiração para mim, e aos meus pais, Newton e Elizabeth, por serem meus pilares e sempre me incentivarem a perseguir meus sonhos.

RESUMO

O Pré-Sal é uma das maiores descobertas petrolíferas do mundo dos últimos cinquenta anos. Desde que foi anunciada, no final de 2007, tem sido objeto de estudo de diversas pesquisas devido às investigações já realizadas revelarem prováveis campos gigantes e supergigantes nessa região entre o Espírito Santo e Santa Catarina. No entanto, o fato destes campos estarem localizados em águas profundas e ultraprofundas e abaixo de uma extensa e espessa camada de sal, coloca em discussão a viabilidade econômica da exploração do Pré-Sal. Este trabalho tem como objetivo analisar a competitividade do Pré-Sal frente ao novo cenário de preços do barril de óleo e comparando-o com outros países produtores importantes. Primeiramente, uma contextualização do tema foi feita no cenário atual da indústria do petróleo. A seguir, estimou-se o custo total do Brasil e do Pré-Sal nos últimos anos para utilizar em uma análise do custo total de produção e da produção diária de diversos campos mundiais. Observou-se, então, a posição competitiva do Pré-Sal frente aos demais países produtores e também em relação à variação do preço do barril de petróleo. Assim, chegou-se à conclusão de que a exploração do Pré-Sal, mesmo com o barril de óleo a valores baixos, entre USD 40 e 60, é competitiva, principalmente, no longo prazo.

Palavras-chave: Pré-Sal, petróleo, custos de produção, preço do barril de petróleo, competitividade.

ABSTRACT

The Pre-Salt is one of the most important oil discoveries in the last fifty years. Since it was announced, in the end of 2007, it has been the object of study of many researches due to previous findings regarding giant and super giant oil fields between Espírito Santo and Santa Catarina. However, the fact that it is located in deep waters and beneath a thick salt layer puts its economic exploration feasibility under discussion. This study, then, focused on the analysis of the Pre-Salt competitiveness related to present oil price scenario and the comparison with other important world oil producers. Based on data from the field and academic papers, the total production cost and the oil daily production were estimated for Brazil and the Pre-Salt, as well as for many important global oil fields. With those two information, the Pre-Salt position was analyzed regarding the other major oil reservoirs that are producing oil and the oil price variation. The analysis showed that, even with low oil price values, between USD 40 and 60, the Pre-Salt is worth producing, especially in the long term.

Keywords: Pre-Salt, oil, production costs, oil barrel prices, competitiveness.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1: Ilustração da profundidade do Pré-Sal | 12 |
| Figura 2: Distribuição das rochas reservatório do Pré-Sal | 13 |
| Figura 3: Distribuição da produção do Pré-Sal por campo | 14 |
| Figura 4: Custo de uma instalação (US\$/boe) terrestre em função do volume de óleo equivalente produzido | 22 |
| Figura 5: Previsão do preço do óleo Brent até 2021 (em US\$/bbl) | 35 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1: Produção diária de óleo, em Mbpd, bem como o número de poços produtores | 14 |
| Tabela 2: Segmentação do custo total de um barril de óleo equivalente, bem como a produção de óleo de 2011 a 2016 | 19 |
| Tabela 3: Custo total de um barril de óleo equivalente do Brasil e do Pré-Sal de 2011 a 2016, em USD | 21 |
| Tabela 4: Dados da segmentação dos custos totais de um barril de óleo e gás, em 2015 | 27 |
| Tabela 5: Dados da segmentação dos custos totais de um barril de óleo e gás, em 2016 | 30 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | |
|--|----|
| Gráfico 1: Evolução da produção de óleo da Bacia de Campos e Santos | 15 |
| Gráfico 2: Preço do barril de óleo (em USD) nos últimos dez anos | 18 |
| Gráfico 3: Custo de extração e produção de um barril de óleo equivalente no Pré-Sal nos últimos seis anos | 20 |
| Gráfico 4: Tempo de perfuração e completação dos poços do Pré-Sal (Lula e Sapinhoá), em dias | 20 |
| Gráfico 5: Segmentação do custo total de produção de um barril de óleo e gás, em 2015 | 27 |
| Gráfico 6: Produção diária de cada país em 2015 | 28 |
| Gráfico 7: Custo de um barril de petróleo, em USD, em função do volume diário produzido por país, em milhões de barris por dia, em 2015 | 29 |
| Gráfico 8: Segmentação do custo total de produção de um barril de óleo e gás, em 2016 | 31 |
| Gráfico 9: Produção diária de cada país em 2016 | 32 |
| Gráfico 10: Custo de um barril de petróleo, em USD, em função do volume diário produzido por país, em milhões de barris por dia, em 2016 | 32 |
| Gráfico 11: Preço Brent do barril de óleo nos últimos dez anos, em USD | 34 |

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1 INTRODUÇÃO | 7 |
| 2 OBJETIVO | 8 |
| 3 METODOLOGIA | 9 |
| 4 O PRÉ-SAL | 11 |
| 4.1 Formação do Pré-Sal | 11 |
| 4.2 Reservas e produção | 12 |
| 5 ANÁLISE DO PREÇO DO BARRIL DE PETRÓLEO | 15 |
| 5.1 Mercado de petróleo | 15 |
| 5.2 Tipos de cotação do barril de petróleo | 15 |
| 5.2.1 Cotação Brent Crude | 16 |
| 5.2.2 Cotação West Texas Intermediate | 16 |
| 5.3 Preço do barril de petróleo | 17 |
| 6 ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DO PRÉ-SAL | 19 |
| 6.1 Análise histórica do custo de um barril de petróleo | 19 |
| 6.2 Descrição dos Custos da Rystad Energy | 21 |
| 6.1.1 Capital Expenditure (CAPEX) | 22 |
| 6.1.2 Custo de Operação (OPEX) | 23 |
| 6.1.3 Impostos | 25 |
| 6.3 Descrição de Vantagem Absoluta e Quartil de Competitividade | 25 |
| 6.3.1 Análise da competitividade em 2015..... | 27 |
| 6.3.2 Análise da competitividade em 2016 | 30 |
| 7 CONCLUSÕES | 34 |
| REFERÊNCIAS | 37 |

1 INTRODUÇÃO

Não é raro ouvirmos comentários, nas ruas ou nos canais de mídia, a respeito da substituição do petróleo como fonte de energia e seu esgotamento. No entanto, o que muitos desconhecem é o fato de que essas fontes alternativas (eólica, hidrelétrica, gás, etc) ainda não são suficientes para substituir totalmente os derivados de petróleo no curto prazo, seja por não serem competitivas com o custo para produzir petróleo ou por não ser um substituto equivalente ao mesmo. Sendo assim, a indústria do petróleo e gás deverá continuar suas operações por um bom tempo ainda.

No entanto, manter-se competitivo nesse mercado não é uma tarefa simples. A receita proveniente da exploração do petróleo deve superar as dificuldades operacionais e os elevados custos da exploração para que o projeto seja lucrativo. Para entender a complexidade desse mercado, é importante analisar fatores tais como, preços do óleo e gás, a demanda, a oferta, os custos de exploração e produção e os níveis mundiais de produção.

Devido à volatilidade dos preços do barril de petróleo, pelo fato de ser uma *commodity* cotada em bolsa, as empresas precisam constantemente buscar maneiras de reduzir seus custos, aumentar sua eficiência e inovar seus métodos de recuperação para que sua produção seja economicamente viável. Felizmente, graças ao seu elevado poder econômico, essa indústria é capaz de realizar altos investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento para alcançar esses objetivos.

A produção no Pré-Sal, por exemplo, tem aumentado consideravelmente a cada ano desde o seu início, em 2010. Porém, os preços do barril têm seguido uma direção contrária, o que levanta diversos questionamentos a respeito da viabilidade da exploração dessa reserva. Uma das incertezas diz respeito aos custos associados à produção serem maiores do que o preço do barril no mercado. Isso traria prejuízos para as empresas exploradoras, já que o custo seria maior do que a receita proveniente da venda do petróleo extraído desse campo.

O trabalho tem como objetivo, então, analisar como a redução dos preços do barril afeta a competitividade do petróleo do Pré-Sal frente aos demais produtores. Para isso, será feita uma análise histórica do custo total de um barril de petróleo do Pré-Sal para verificar a tendência no longo prazo e, a seguir, o trabalho comparará os custos totais de produção dos principais players do mercado em relação ao Pré-Sal.

2 OBJETIVO

O objetivo do trabalho é analisar a competitividade econômica brasileira, com ênfase no Pré-Sal, em função do novo cenário de preços do barril de petróleo. Devido à constante queda de preços do barril nos últimos meses, diversas incertezas surgiram com relação à viabilidade econômica do Pré-Sal. Os altíssimos investimentos na Bacia de Santos, em tempos de crise econômica no País, vêm sendo colocados à prova na medida em que o cenário de preços do petróleo oscila para valores cada vez mais baixos e sem previsões de aumento.

Pretende-se pesquisar os custos da exploração e produção no Pré-Sal e compará-lo aos custos de outras regiões produtoras importantes como, por exemplo, Golfo do México, Mar do Norte e Arábia Saudita. Isso revelará o posicionamento competitivo do Pré-Sal em relação aos demais campos.

O trabalho, então, analisará as operações do Pré-Sal em dois cenários: um com um valor abaixo e um com valor acima da média histórica do preço do barril de petróleo para verificar até que preço valeria a pena continuar explorando esse campo.

3 METODOLOGIA

O trabalho é iniciado com a contextualização do tema discutido no trabalho, ou seja, a competitividade brasileira com ênfase no Pré-Sal, no panorama mundial da indústria do petróleo.

A seguir, é feita uma descrição do Pré-Sal e suas principais características; uma explicação sobre a oferta e demanda da indústria do óleo e a determinação do preço dessa *commodity* e uma análise do preço do barril nos últimos dez anos.

Para iniciar o estudo da competitividade, foi necessário analisar o custo total para produzir um barril de petróleo no Pré-Sal. Essa informação foi solicitada à Petrobras, mas como se trata de um valor estratégico, não puderam fornecer uma base de dados científica. Para contornar esse obstáculo, foram utilizados os relatórios das operações, divulgados trimestralmente pela Petrobras, e também os relatórios mensais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Neles, foram encontrados dados da segmentação do custo (trimestral) como, custo de extração e produção, gastos governamentais, administrativos, entre outros, bem como da produção de óleo mensal. Assim, foi possível estimar os custos parciais através das informações que são disponibilizadas para o público geral desde 2011 até 2016 e calcular um valor total para o Brasil e para o Pré-Sal.

Após esta etapa, procurou-se informações sobre os campos internacionais, em especial, sobre o custo para produzir um barril de petróleo, para fazer uma comparação com o Pré-Sal. Após inúmeras pesquisas sem sucesso por fontes científicas a respeito dos custos de produção, encontrou-se uma consultoria, Rystad Energy, que constrói base de dados para o setor de energia. Então, foi solicitada uma licença para o software que foi utilizado para a construção das análises presentes neste trabalho.

Como se trata de uma base de dados pronta, foi solicitada à empresa responsável uma explicação da metodologia utilizada para chegar nos valores que alimentam o software. De posse dessa metodologia, foi explicado cada custo da base de dados.

Além disso, as informações foram comparadas com relatórios gerais dos países produtores de petróleo e relatórios da Petrobras com o objetivo de oferecer maior confiabilidade à análise realizada. Com isso, construiu-se um gráfico da produção diária por país e uma tabela com os custos totais de produção por país também.

Depois, introduziu-se o conceito de Vantagem Absoluta e Quartil de Competitividade para, assim, construir um gráfico para os dados de 2015 e 2016, analisando o que aconteceria em termos de suprimento/volume de óleo mundial para cada cenário de preços. As duas análises foram feitas, pois em 2016 não foi incluída a China, um importante país produtor.

Por fim, foi feita uma análise de sensibilidade de preços, que mostrou como a variação deste influencia no planejamento de produção de petróleo e a viabilidade dos projetos da indústria petrolífera, e como o Pré-Sal se posicionaria no mercado conforme o preço do barril. Fez-se dois cenários: um pessimista (com o preço do barril abaixo da média histórica) e um otimista (com o preço do barril acima da média histórica).

O custo de produção de cada empresa, conforme já mencionado anteriormente, não é um dado de fácil acesso e tema de muitas bibliografias, seja da indústria do petróleo como de qualquer outra indústria. Porém, especificamente neste caso, optou-se por estudar esse tema, uma vez que se trata de um assunto muito discutido atualmente e com poucas fontes de dados. Buscou-se, então, criar uma fonte nova de informações para o público interessado no assunto e debater a respeito da competitividade e viabilidade econômica do Pré-Sal.

4 O PRÉ-SAL

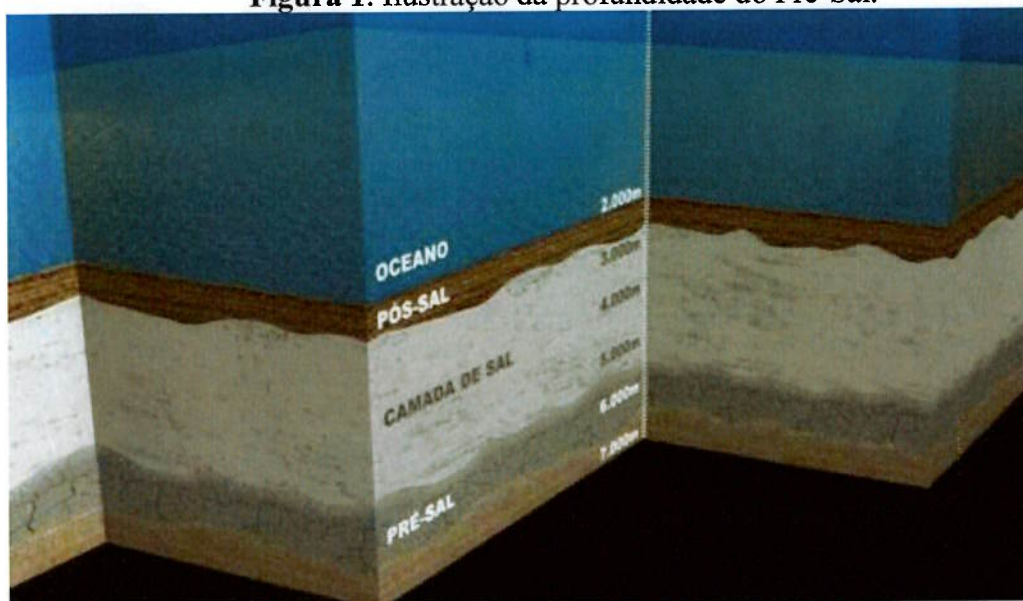
4.1 Formação do Pré-Sal

O Pré-Sal é a maior descoberta petrolífera mundial dos últimos cinquenta anos. O petróleo do Pré-Sal está alojado em reservatórios situados abaixo de extensa e espessa camada de sal que ocorre na região costeira, desde o Espírito Santo até Santa Catarina, em águas profundas e ultraprofundas. As investigações já realizadas em algumas áreas revelaram prováveis campos gigantes e supergigantes com volumes recuperáveis de até 16 bilhões de barris de óleo equivalente (somatório de petróleo e gás natural) e potencial de ocorrência de 70 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente, o que colocaria o Brasil entre os principais países produtores. [RICCOMINI; SANT'ANNA; TASSINARI; 2012]

O Pré-Sal originou-se da separação dos continentes que hoje são denominados América e África. Este processo começou há cerca de 150 milhões de anos, no qual entre esses dois continentes formaram-se grandes depressões, que mais tarde deram origem a grandes lagos. Neles foram sendo depositados volumes de matéria orgânica ao longo de milhões de anos, uma vez que todos os rios desses dois continentes corriam para as regiões mais baixas do relevo. Esse acúmulo de matéria orgânica, combinada com eventos climáticos e geológicos, deu origem às rochas geradoras de petróleo do Pré-Sal. [PETROBRAS, 2016, ref. 30]

À medida que os continentes se afastavam, a água oceânica proveniente do Oceano Atlântico (em formação) invadia os lagos, formando grandes mares restritos, com pouca circulação de água. Com o contínuo afundamento do assoalho, a salinidade da água, o clima quente e as altas taxas de evaporação, formou-se uma espessa camada de sal de cerca de 2.000 metros de espessura, cobrindo os materiais orgânicos, juntamente com argila e calcário, dentre outros. Essa matéria orgânica, então, sofreu diversos processos termoquímicos ao longo de milhões de anos, até se transformarem em hidrocarbonetos (petróleo e gás natural). [PETROBRAS, 2016, ref. 30]

Figura 1. Ilustração da profundidade do Pré-Sal.



Fonte: PETROBRAS, 2015 (ref. 30)

Um fator que torna o Pré-Sal uma reserva de grande interesse econômico é o grau API do óleo presente neste. O fato da matéria orgânica ter sido aprisionada em regiões profundas e extremas e abaixo de uma extensa camada impermeável (sal), fez com que os hidrocarbonetos gerados não sofressem tanta ação das bactérias, tornando-os um óleo leve e de alta qualidade (31° API). [PETROBRAS, 2015, ref. 32]

4.2 Reservas e produção

De acordo com estudos feitos pela Petrobras, a possibilidade de ocorrência do conjunto de rochas com potencial para gerar e acumular petróleo na camada Pré-Sal encontra-se na chamada província Pré-Sal, uma área com aproximadamente 800 km de extensão e 200 km de largura, no litoral entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo (Figura 2).

Figura 2. Distribuição das rochas reservatório do pré sal.

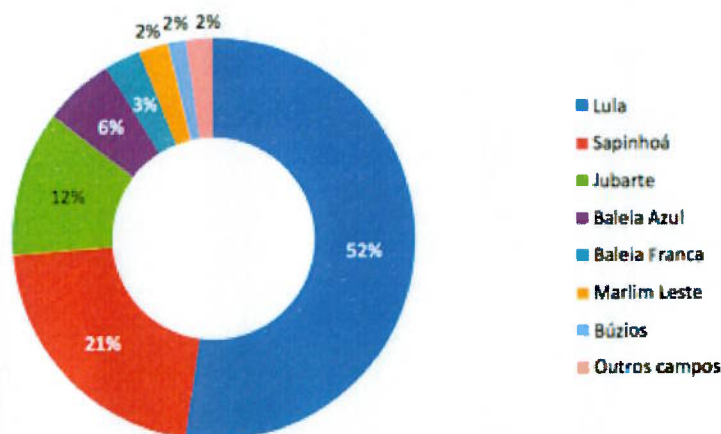


Fonte: Riccomini; Sant'Anna; Tassinari

A produção do Pré-Sal em Abril de 2016, oriunda de 56 poços, foi de 873,8 kbbl/d (milhares de barris por dia) de petróleo e 34,6 kbbl/d de gás natural, totalizando 1.091,4 kboe/d (milhares de barris de óleo equivalente por dia). [Agência Nacional do Petróleo, 2016]

Lula, na Bacia de Santos, é o campo mais produtivo, com uma média diária de 442,7 kbbl/d de petróleo e de 20,4 MMm³/d (milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural (Figura 3).

Figura 3. Distribuição da produção do pré-sal por campo



Fonte: Agência Nacional do Petróleo; 2016

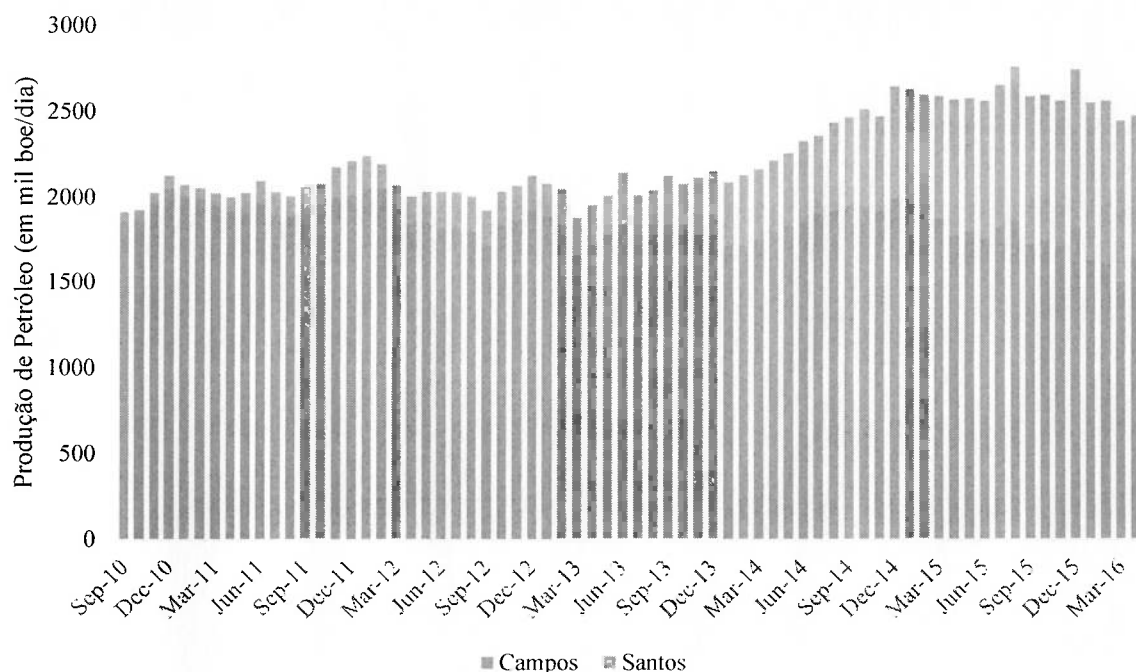
Tabela 1. Produção diária de petróleo, em Mbpd, bem como o número de poços produtores.

| | Brasil | Pré-Sal | # poços Pré-Sal |
|--------|--------|---------|-----------------|
| jun/11 | 2,137 | 0,1296 | 7 |
| jun/12 | 2,033 | 0,1571 | 10 |
| jun/13 | 2,101 | 0,3107 | 27 |
| jun/14 | 2,246 | 0,478 | 33 |
| jun/15 | 2,396 | 0,7512 | 52 |
| jun/16 | 2,558 | 0,9999 | 59 |

Fonte: Agência Nacional do Petróleo

Pode-se notar o rápido crescimento da participação do Pré-Sal na produção brasileira de 2011, quando representava 6%, a 2016 quando passou para 39% da produção do Brasil.

Além disso, é importante observar que, principalmente nesses três últimos anos, apesar da crise econômica no País, a participação do Pré-Sal continua crescente, como pode-se observar no Gráfico 1.

Gráfico 1. Evolução da produção de petróleo da Bacia de Campos e Santos

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, 2011 a 2016, ref. 1 a 6

Essa alavancagem da participação do Pré-Sal na produção de petróleo brasileira se deve, entre outros fatores, aos altíssimos investimentos realizados para desenvolver tecnologias e equipamentos capazes de tornar essa exploração possível e para entender o complexo arcabouço geoestrutural da região. Além disso, devido ao fato de não haver muitos campos exploratórios similares ao Pré-Sal, foi necessário inventar equipamentos e métodos que possibilitaram a exploração e que hoje são referência mundial em exploração em águas ultraprofundas e vêm sendo adotados por muitos países produtores.

A expansão da infraestrutura de produção e distribuição de hidrocarbonetos do Pré-Sal abre a oportunidade para o país consolidar-se como liderança tecnológica e industrial do setor, fato que credencia o parque industrial nacional para a exportação de equipamentos, serviços e tecnologias para outras regiões produtoras de petróleo. [Oliveira, 2008]

5 ANÁLISE DO PREÇO DO BARRIL DE PETRÓLEO

5.1 Mercado de petróleo

Uma característica importante da demanda por petróleo é a sua inelasticidade em relação ao aumento de preços. Isso se deve à falta de produtos substitutos (fontes alternativas) no curto prazo, principalmente no crescente setor de transportes, que demanda volumes cada vez maiores de combustível e, também, ao fato de em muitos países o preço dos derivados do petróleo serem subsidiados pelo governo. Dessa forma, a demanda permanece praticamente constante, mesmo com o aumento de preços. [Campos; Simonsen; Aidar; Sá; Gonzalez; 2012]

Já a oferta possui diversos fatores que influenciam em sua dinâmica. Além de fatores físicos como as reservas provadas, o ritmo de declínio dos campos produtores, o fator de recuperação das jazidas e o desenvolvimento de novas áreas, tem-se também a questão da tributação e as imposições ambientais sobre os derivados do petróleo, a introdução (ainda que lenta) de fontes alternativas no setor de transportes e questões geopolíticas envolvendo grandes exportadores, como os países do Oriente Médio. [Campos; Simonsen; Aidar; Sá; Gonzalez; 2012]

Porém, se analisada no curto prazo, a oferta também é inelástica em relação à demanda, o que causa volatilidade nos preços. Nos casos de conflitos em regiões com grande concentração de petróleo que reduzem o volume ofertado no mercado (redução de oferta), há um aumento de preços devido à falta de alternativas ao petróleo que possam substituí-lo, a não utilização da capacidade ociosa, principalmente pelos produtores do Oriente Médio e também, à falta de fornecimento por questões políticas internas, muito comuns na Nigéria por exemplo. Assim, se a demanda permanece a mesma, mas por alguma razão, o volume ofertado diminui, há um aumento de preços devido à limitação da oferta em repor esse volume a menor no mercado. [Campos; Simonsen; Aidar; Sá; Gonzalez; 2012]

5.2 Tipos de cotação do barril de petróleo

O preço do barril de óleo cru é determinado por uma das cotações do barril. Existem diversas, mas focaremos nos dois principais referenciais de preço, que dependem de uma série de fatores, entre eles:

- A qualidade do óleo cru extraído do reservatório, sendo variável de região para região. Pode ser classificado como leve, médio ou pesado, de acordo com a densidade do líquido; e como doce ou ácido, dependendo do teor de enxofre na composição. Abaixo de 0.5% de teor de enxofre, o óleo é considerado doce. Caso contrário, ácido. [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]
- A localização. Do ponto de vista logístico, quanto menor o custo de transporte associado, melhor será para a empresa responsável por esse serviço, pois reduz os custos da operação de produção do petróleo como um todo. [Buyuksahin; Lee; Moser; Robe; 2012]

5.2.1 Cotação Brent Crude

Brent Crude, a qual se refere a campos localizados no Mar do Norte, na Europa, é o principal benchmark utilizado para óleo cru. Esse tipo de óleo tem seu nome derivado de um projeto da ExxonMobil juntamente com a Royal Dutch Shell que nomeavam suas regiões produtoras com nomes de pássaros. Além disso, “Brent” também é um acrônimo para as diferentes camadas em um campo de petróleo. Essa *commodity* é negociada na InterContinental Exchange, ou ICE (uma plataforma eletrônica que permite acesso ao mercado de commodities), como também na bolsa de valores de Nova York. [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]

5.2.2 Cotação West Texas Intermediate (WTI)

West Texas Intermediate (WTI) associa-se ao óleo extraído dos poços da região do Oeste do Texas, Estados Unidos, e transportados via oleodutos para Oklahoma. Por ser *onshore*, seu transporte acaba sendo mais custoso para as regiões do mundo. Todavia, por ser leve e doce, é ideal para gasolina e a principal cotação para o óleo norte americano. É também negociado no InterContinental Exchange e na bolsa de valores de Nova York. [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]

Observando o Gráfico 2, historicamente, nota-se que as cotações WTI e Brent são bastante próximas. No entanto, desde 2010, WTI foi negociado a preços mais baixos quando comparado ao Brent.

Gráfico 2. Preço do barril de petróleo (USD) nos últimos dez anos.



Fonte: U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016

Por serem as duas mais importantes cotações do barril de petróleo, muitos trabalhos (Jarolimek. A, 2012, Worstall, 2015, Ye. S, 2016) estudaram essa relação e as causas do espaçamento entre as curvas. Esse estudo foi denominado *Brent – WTI Spread*, que indica a diferença, em preço, entre dois volumes iguais de Brent e WTI. Essa informação é importante

para compradores de petróleo e é um indicador importante da performance financeira dos respectivos mercados (que usam Brent e que usam WTI). [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]

5.3 Preço do barril de petróleo

Como qualquer outra *commodity*, os preços do petróleo são estabelecidos diariamente e dependem da sua oferta e demanda. Mesmo com mais de 200 tipos de petróleo no mundo, apenas dois deles são usados como referência de preço nas transações internacionais (o Brent e o WTI). Os demais tipos são avaliados de acordo com o Brent e o WTI.

Se o petróleo em questão tiver uma densidade inferior ou um menor teor de enxofre, ganhará um prêmio (poderá ter um valor a mais em relação ao preço referência) equivalente à vantagem que trará economia nas operações de conversão e tratamento. Caso contrário (densidade superior e elevado teor de enxofre), sofrerá um desconto (deverá ser precificado a um valor menor do que o preço de referência) relacionado ao custo das operações que farão com que esse petróleo inferior se iguale ao de referência. [Campos; Simonsen; Aidar; Sá; Gonzalez; 2012].

Analisando o mercado de petróleo, observa-se que alguns fatores importantes podem direcionar o preço, pois afetam tanto a oferta (fornecimento de petróleo), quanto a demanda (volume de petróleo necessário para suprir o mercado), entre eles, pode-se citar [Campos; Simonsen; Aidar; Sá; Gonzalez; 2012].

As decisões de produção da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo);

- níveis de estoque de petróleo e derivados nos grandes mercados consumidores;
- maior crescimento da demanda em relação à oferta;
- eventos geopolíticos e climáticos severos em áreas críticas;
- progresso tecnológico que permite ampliar a taxa de recuperação, reduz custo de operação e contribui para reduzir os preços;
- a demanda de petróleo na Ásia (especialmente China e Índia);
- maior controle da oferta e das reservas de petróleo por empresas estatais (com impacto sobre as expectativas de dependência crescente em relação à OPEP, por exemplo).

O barril de petróleo pode ser negociado de duas maneiras no mercado [Campos; Simonsen; Aidar; Sá; Gonzalez; 2012]:

- preço Spot, é o preço de um barril de petróleo para a entrega em 2 a 3 semanas, ou seja, no curto prazo;
- preço Futuro, é o preço estabelecido em contrato para a entrega de um barril de petróleo em uma data futura negociada.

Como qualquer ativo financeiro cotado na Bolsa de Valores, a cotação do barril de petróleo depende das flutuações que, por sua vez, são comandadas pelos investimentos realizados internacionalmente. Desse modo, diversos fatores influenciam nesses preços, conforme já discutido anteriormente. Entre eles, podemos citar alguns exemplos específicos:

- A reserva de petróleo dos Estados Unidos: Com capacidade para 727 milhões de barris e ocupação de 700 até o final de 2012, esse estoque de óleo cru influencia no preço. A decisão do governo de utilizar parte desse óleo e/ou aumentar ainda a reserva é a base para as especulações dos consumidores com relação ao preço e pode causar inesperadas quedas ou aumentos deste no mercado futuro [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]. Mercado futuro é um acordo feito para comprar óleo em um período futuro e a um preço futuro acordado entre o vendedor e o comprador no presente [Hamilton. J, 2008].
- Preço do gás natural no NYMEX (*New York Mercantile Exchange*): NYMEX é o maior mercado físico no qual negocia-se futuros de commodities. Como o gás natural é um dos principais substitutos do óleo, é esperado que as variações em seu preço afetarão o preço do óleo também. [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]
- Taxa de câmbio entre o dólar americano e a libra esterlina: conforme o valor do dólar americano muda globalmente, existem efeitos sentidos pelo preço do óleo. Especificamente neste caso, devido a muitos câmbios basearem suas moedas no valor do dólar, estudos descobriram que o efeito do aumento de preço do óleo é mais sutil internacionalmente do que nos Estados Unidos. Como exemplo, tem-se o preço WTI praticamente triplicando nos Estados Unidos, enquanto que apenas dobrou em outros países, como na Inglaterra. [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]
- Produção de óleo cru pela OPEC: a OPEC, Organization of Petroleum Exporting Countries (Organização dos Países Exportadores de Petróleo, em inglês), é uma associação de países do Oriente Médio, África e América Central e Sul, que se uniram para garantir a estabilidade do preço e da oferta de óleo [OPEC]. Tanto o WTI como o Brent dependem dos níveis de produção da OPEC devido aos princípios da Oferta e Demanda. Apesar da política em manter os preços e a oferta de óleo estável, a OPEC pode alterar esse *status quo* aumentando o volume de óleo no mercado, por exemplo. Isso diminuirá o preço do WTI e do Brent pelo fato de haver mais opções de óleo para os consumidores com o volume da OPEC no mercado. [Jarolimek; Lorusso; Walsh; Yudin; 2012]

É interessante ressaltar a importância desse último item como direcionador de preços: a OPEC. Seja por sua capacidade produtiva sendo 42% do total em 2010, estimada em 44% em 2020 e 51% em 2035, de acordo com a Agência Internacional de Energia, quanto pelo volume de suas reservas (85% do total em 2010), não há dúvidas de que os grandes fluxos de petróleo advindos do Oriente Médio serão determinantes no mercado consumidor. Fatores políticos institucionais nos países produtores dessa região têm efeito sobre a oferta de petróleo e impacto direto nos preços. [Campos. C. C; Simonsen. R; Aidar. A. C; Sá. F. E; Gonzalez. S; 2012]

6 ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE DO PRÉ-SAL

6.1 Análise histórica do custo de um barril de petróleo

Para determinar o custo de um barril de petróleo extraído pela Petrobras, analisou-se dados históricos disponibilizados em relatórios trimestrais das operações que a empresa apresenta aos investidores e para conhecimento do público.

Tabela 2. Segmentação do custo total de um barril de óleo equivalente, bem como a produção de óleo de 2011 a 2016.

| Ano | 1T11 | 1T12 | 1T13 | 1T14 | 1T15 | 1T16 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Custo de Extração (Média Brasil) (US\$/boe) | 11,38 | 12,91 | 14,76 | 14,15 | 13,27 | 10,49 |
| Custo de Extração Pré-Sal (US\$/boe) | 14,99 | 11,99 | 10,31 | 9,07 | 8,3 | 8,00 |
| Participação governamental e Impostos (US\$/boe) | 15,29 | 19,91 | 17,40 | 15,97 | 6,58 | 4,72 |
| Custos Administrativos (US\$/boe) | 5,09 | 2,82 | 2,61 | 4,66 | 3,45 | 2,56 |
| Investimento (US\$/boe) | 49,84 | 38,84 | 22,01 | 27,70 | 22,61 | 14,39 |
| Produção de óleo Brasil (mil boe/dia) | 2468,50 | 2627,14 | 2498,71 | 2613,32 | 3031,14 | 2949,54 |

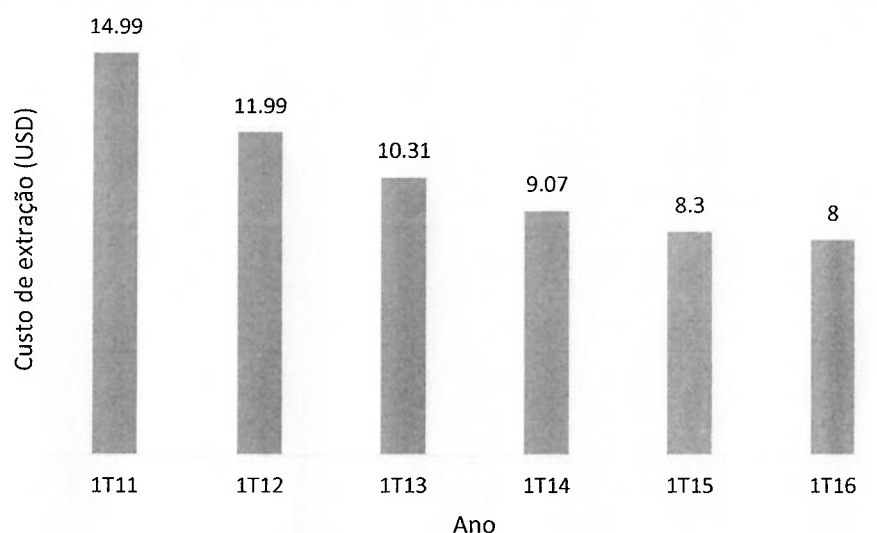
Fonte: PETROBRAS (Tabela: elaboração própria)

A cada trimestre, a Petrobras faz um relatório com alguns indicativos do seu desempenho no período. Nele, pode-se encontrar as seguintes informações:

- Custos Gerais e Administrativos, que variam desde energia elétrica, água a seguro dos veículos; são informados por trimestre e dividiu-se esses valores pelo barril de óleo equivalente (boe) produzido no período para obter o custo por barril;
- Investimento, como se tratam de relatórios para os investidores, é evidenciado em todos os relatórios e também foi dividido pelo volume de óleo produzido no trimestre para compor a tabela de custos;
- A participação governamental e impostos arrecadados também foram publicados nos relatórios. A participação governamental normalmente era informada como parte do custo de extração. Já os impostos são publicados por trimestre e, assim, dividiu-se pela produção equivalente ao período. Esse valor é muito difícil de obter um padrão pois é incidido sobre o lucro, o que depende de muitas variáveis relacionadas à operação da empresa como um todo;
- Os custos de extração e produção são os gastos com todas as operações que fazem parte dessas duas etapas do projeto. Desde 2014 para cá, esse custo foi discriminado para o Pré-Sal, separado do Brasil. Porém, como não havia essa informação nos relatórios anteriores, foram estimados baseados na tendência observada. Como houve uma queda percentual de 8% de 2014 para 2015 e de 4% de 2015 para 2016, utilizou-se as taxas de 12%, 16% e 20% para estimar esse custo no Pré-Sal nos anos 2013, 2012 e 2011, respectivamente (Gráfico 3). Essa queda acentuada mostra o avanço do conhecimento que a empresa foi

adquirindo ao longo dos anos, o que tornou o processo menos custoso nessa etapa.

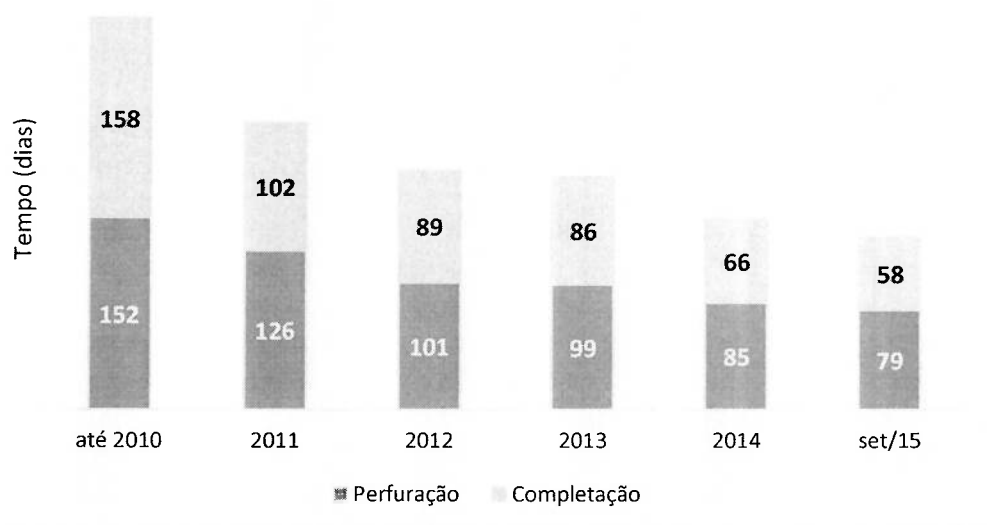
Gráfico 3. Custo de extração de um barril de óleo equivalente, em USD, no Pré-Sal nos últimos 6 anos.



Fonte: Autor, 2016

Acredita-se que uma série de fatores contribuiu para alcançar o atual valor de custo de extração, entre eles, o desenvolvimento de tecnologias de ponta e a grande aceleração da curva de aprendizado técnico focado em reduzir custos e aumentar a produtividade. Um exemplo disso é significativa redução do tempo de perfuração e completação devido a melhorias na eficiência da construção de poços (Gráfico 4).

Gráfico 4. Tempo de perfuração e completação dos poços do Pré-Sal (Lula e Sapinhoá), em dias.



Fonte: PETROBRAS, 2015, ref. 34

O gráfico 4 exemplifica a melhoria mencionada no parágrafo anterior, pois é possível notar que o tempo médio de construção de um poço marítimo no Pré-Sal da Bacia de Santos era, em 2010, de aproximadamente 310 dias e, em 2016, esse valor chegou a 89, obtendo-se, então, uma redução bastante significativa de 71%. [PETROBRAS, 2015, ref. 34]

A produção de óleo por trimestre foi calculada utilizando a base de dados da produção de óleo da ANP, Agência Nacional do Petróleo, e fazendo uma média aritmética de janeiro, fevereiro e março para cada ano, de 2011 a 2016. Nota-se que a produtividade dos campos aumentou, o que também é um indicativo do porquê dos custos de extração e produção em função do volume produzido fosse menor a cada ano.

Somando os valores de custos para o Brasil e para o Pré-Sal, com a diferença no custo de extração e produção, tem-se o seguinte resultado (Tabela 3).

Tabela 3. Custo total de um barril de óleo equivalente do Brasil e do Pré-Sal de 2011 a 2016.

| | 1T11 | 1T12 | 1T13 | 1T14 | 1T15 | 1T16 |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Custo total Brasil (US\$/boe) | 81,60 | 74,48 | 56,78 | 62,49 | 45,91 | 32,16 |
| Custo total Pré-Sal (US\$/boe) | 85,21 | 73,56 | 52,33 | 57,41 | 40,94 | 29,67 |

Fonte: Autor (2016)

A princípio, acreditava-se que o Pré-Sal apresentaria um custo por barril maior do que do restante do Brasil por se tratar de um ambiente hostil (águas ultraprofundas), com poucas fontes de tecnologia e conhecimento e com campos de óleo distantes da costa, ou seja, grandes desafios para a produção de óleo. Alguns motivos para o custo ser menor que do Brasil, com exceção de 2011, é a elevada produtividade dos poucos poços já perfurados que vêm apresentando níveis de produção acima do esperado e, assim, dilui o custo por barril. E também a entrada da Bacia de Campos na fase de declínio da recuperação de óleo. Isso tem direcionado parte dos investimentos em formas de postergar essa queda de produtividade, além de métodos de recuperação para produzir a maior quantidade de óleo possível. Essa bacia, em 2009, representava 86% da produção da Petrobras no Brasil e, em 2014, esse mesmo valor chegou a 75% (PETROBRAS, 2015). Esse investimento eleva o custo de produção da Bacia de Campos.

6.2 Descrição dos custos da Rystad Energy

A Rystad Energy é uma consultoria independente que presta serviços e oferece dados globais, conselhos estratégicos, pesquisas para Exploração e Produção do setor de óleo e gás para companhias, investidores, bancos de investimento e governos.

O banco de dados é frequentemente atualizado e é uma combinação de centenas de fontes que ajudam a construir, calibrar e ajustar as informações de modo a torna-lo o mais verossímil possível. Suas principais fontes são dados e arquivos governamentais, relatórios de empresas da indústria e de profissionais da área, documentos científicos e feedbacks dos usuários. Além disso, buscam múltiplas fontes para cada informação. [Rystad Energy, 2014]

Seu banco de dados foi utilizado neste trabalho, pois possui informações do custo total de produção mais recentes e é a fonte mais próxima de uma primária. Além disso, foi foco de reportagens em renomados jornais internacionais, como o CNN e o Wall Street

Journal, além de ser a fonte de informações de importantes instituições como US Energy Information e British Petroleum, entre outros.

A seguir, será explicada a metodologia utilizada para cada valor de custo da base de dados extraída da fonte Rystad Energy.

6.2.1 Capital Expenditure

O CAPEX (Capital Expenditure) inclui todos os custos relacionados ao desenvolvimento das instalações da empresa, bem como do processo de perfuração de poços. O capital inicial se destina ao estabelecimento das instalações e infraestrutura, assim como custos pré perfuração. A operação de uma plataforma offshore ou instalação *onshore* gera custos com a perfuração, com o desenvolvimento de mais poços, modificações nas instalações, sistemas de controle das operações, infraestrutura *subsea*, entre outras. Ele é composto pelos seguintes custos: [Rystad Energy, 2014]

O custo total de uma plataforma/instalação de produção é uma função das seguintes variáveis: [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custo da plataforma} = f(\text{Vol. Orig}, \text{RGO}, \text{LA}, \text{TP}, \text{Instalação}, \text{Duração})$$

Onde,

Vol. Orif é o volume de fluido original do campo explorado;

RGO é a razão gás/óleo;

LA é a lâmina d'água;

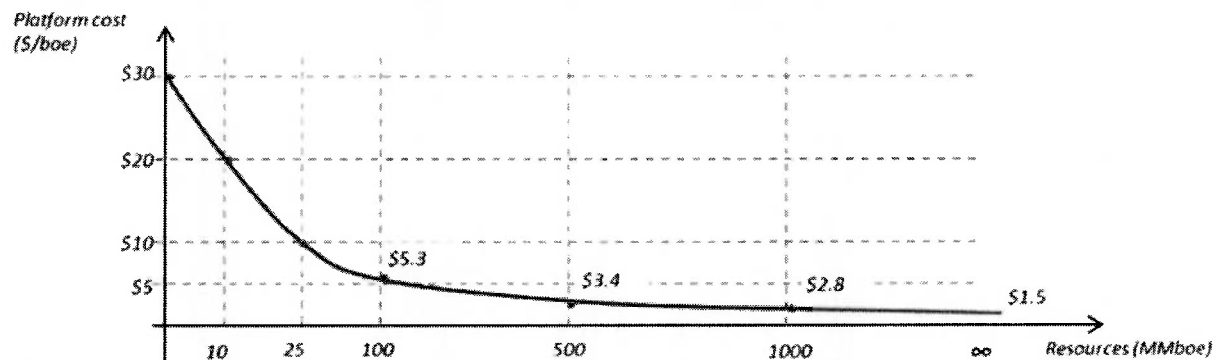
TP é o tipo de projeto (convencional, no Ártico, areias betuminosas, etc);

Instalação são as instalações necessárias para todas as atividades envolvidas nas operações;

Duração é o tempo de duração do projeto.

Esse valor é comparado a uma curva de custo construída utilizando dados históricos de outras instalações semelhantes. Por isso, existem diversas curvas que combinam as variáveis acima. Isso é feito para diminuir o erro do cálculo do custo total e é uma maneira de verificar se o valor calculado faz sentido. [Rystad Energy, 2014]

Figura 4. Custo de uma instalação (US\$/boe) terrestre (*onshore*) em função do volume de óleo equivalente produzido (boe).



Fonte: Rystad Energy

A Figura 4 é um exemplo de uma curva de custo para instalações *onshore*, considerando uma combinação das variáveis (RGO, lâmina d'água, tipo de projeto, etc). Supondo que o projeto em estudo possua características semelhantes as da figura, poder-se-ia compará-los para chegar a uma resposta final.

Uma outra parcela do CAPEX é referente aos custos de Pré Perfuração. Para calculá-lo, determina-se o custo do poço por volume de óleo equivalente (boe) e qual parcela será gasta para iniciar a operação. Isso é feito através da função: [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Pré perfuração} = f(\text{Volume original}, \text{Instalações}, \text{Custo do poço})$$

Onde,

$$\text{Custo do poço} \left(\frac{\$}{\text{boe}} \right) = f(\text{Lâmina d'água}, \text{RGO}, \text{Tipo de projeto})$$

O Custo do Poço depende do tipo de projeto, e do tipo de fluido explorado (óleo, gás). O custo total do poço será a multiplicação do Custo do Poço (em \$/boe) pelo volume original da reserva (em boe). [Rystad Energy, 2014]

O Custo total de perfuração deve ser distribuído ao longo da vida útil do campo e é dado por: [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custo de perfuração} = \text{Volume original} * \text{Custo do poço} - \text{Custo de pré perfuração}$$

A distribuição do custo também varia de acordo com o tipo de projeto e é analisado juntamente com dados históricos do campo e/ou campos com características semelhantes. [Rystad Energy, 2014]

Para campos offshore, a perfuração de novos poços deve considerar uma parcela a mais no cálculo do CAPEX, pois equipamentos como árvores de natal, manifolds e a instalação desses exigem dispêndios adicionais consideráveis. É dado por: [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custo Subsea} = f(\text{Instalação}, \text{Custo de perfuração})$$

A última parcela do CAPEX é a referente aos Custos de Modificação das instalações, relacionados às alterações necessárias para a manutenção dos níveis de produção e integridade dos equipamentos. Dado por: [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custos de modificação} = f(\text{Instalação}, \text{Custo da plataforma}, \text{Vol. Orig}, \text{Ciclo de vida})$$

Assim, esse custo surgirá depois que a produção for iniciada e irá aumentar conforme for atingindo a fase madura. Na fase de declínio da produção, esse dispêndio se manterá constante até a decisão de abandonar o poço.

6.2.2 Custos de Operação (OPEX – *Operational Expenses*, em inglês)

Os custos de operação, como o próprio nome já diz, referem-se a todos os custos relacionados à operação, ou seja, aqueles que a empresa deixa de ter caso a operação seja

cancelada. São eles Custos de Transporte, Administrativos, de Produção e Abandono do poço. [Rystad Energy, 2014]

Custo de Transporte é calculado assumindo ser um custo fixo por volume de óleo equivalente produzido durante todo o ciclo de produção, isto é, está diretamente relacionado à produção. E irá variar de acordo com o tipo de fluido transportado (gás ou óleo). [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custo de Transporte} = f(\text{Produção}, \text{Custo de transporte de gás}, \text{Custo de transporte de óleo})$$

Custo Administrativo ou SGA (Sales, General and Administrative Expenses, em inglês) é dividido em duas partes. Uma considerando a produção durante o período estável do ciclo, chamado de Custo Base; e a outra considerando a parte variável dessa produção, ou seja, a fase inicial e de declínio da produção. [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custo Administrativo} = (CB * \text{Produção estável}) + (CV * \text{Produção variável})$$

Onde,

CB é o Custo Base (em \$/boe);

Produção estável, produção durante o período estável do ciclo (em boe/ano);

CV é o Custo Variável (em \$/boe);

Produção variável é a produção durante a fase inicial e de declínio do ciclo (em boe/ano).

Custo de Produção é a soma de três componentes: Aluguel, Fixo e Variável.

Custo de Aluguel é utilizado nos casos em que a empresa opta por alugar equipamentos e navios como, por exemplo, um FPSO ao invés de ter o seu próprio. Se esse for o caso, não haverá custos fixos, uma vez que todas as taxas e despesas relacionadas a parte estrutural a operação já estarão computados nesse custo de aluguel. [Rystad Energy, 2014]

$$\text{Custo de Aluguel} = f(\text{Instalação}, \text{Produção no período estável})$$

Custo Fixo representa a base ou custos que não variam conforme a produção e estão associados às instalações. Alguns pontos importantes devem ser considerados ao calcular esse custo, são eles:

- as operações *offshore* têm custos fixos muito maiores do que as *onshore*, devido ao ambiente mais hostil e à maior dificuldade em instalar, manter e controlar os equipamentos e plataformas;
- a razão gás/óleo (RGO) deve ser levada em conta para considerar que é mais barato produzir campos de gás devido à energia primária ser maior, o que facilita a ascensão do fluido até a plataforma;
- a Instalação para considerar os equipamentos de subsea já anteriormente mencionados que tornam a operação mais barata do que se utilizar flutuadores e plataformas fixas considerando profundidade semelhantes;
- o tipo de projeto para considerar aqueles que tem custos diferenciados, por exemplo, no Ártico;

- o Volume Original serve para determinar a economia de escala conforme a produção aumenta.

$$\text{Custo Fixo} = f(\text{Vol. Orig}, \text{RGO}, \text{LA}, \text{Instalação}, \text{TP}, \text{Prod. período estável})$$

O Custo Fixo médio por boe é então multiplicado pela produção de óleo no período estável do ciclo, resultado no Custo Fixo Total. [Rystad Energy, 2014]

Custo Variável é aquele relacionado à produção em si, como a eletricidade, salários, tarifas, entre outros.

$$\text{Custo Variável} = \text{Produção} * \text{tarifa OPEX}$$

Onde,

$$\text{Tarifa OPEX} = f(\text{RGO}, \text{Lâmina d'água e Altitude}, \text{TP}, \text{API})$$

Essa Tarifa é baseada em duas curvas para tarifas médias de OPEX *onshore* e *offshore* como função do RGO. O tipo de projeto também é levado em conta para casos especiais como operações no Ártico, areias betuminosas que exigem custos adicionais. O grau API é aplicado para diferenciar projetos em areias betuminosas (baixo grau API) de projetos com óleo cru (alto grau API). [Rystad Energy, 2014]

O último custo operacional é o Custo de Abandono, dado por:

$$\text{Custo de Abandono} = f(\text{Custo da Plataforma}, \text{Instalação})$$

Relacionado ao Custo da Plataforma, ao passo que quanto mais complexa a operação, maior será o de Abandono. A parcela da Instalação está atrelada aos anos necessários para a desinstalação dos equipamentos e abandono do campo, o que varia conforme o projeto, mas podem ser determinados estatisticamente e por análises de dados históricos. [Rystad Energy]

6.2.3 Impostos

Essa parcela do custo total de um barril de óleo apresenta complexidade, uma vez que é variável de país para país (com regimes de taxas/impostos diferentes, modelos e tipos de contratos distintos, entre outros), e também pode variar de campo para campo, sendo que os termos de taxaço não sempre são divulgados. [Rystad Energy, 2014]

Além disso, existem outras diferenças entre os impostos, tais como:

- algumas taxas são aplicadas em momentos diferentes no algoritmo, podendo ser antes dos custos (como os royalties) ou depois dos custos;
- as taxas são baseadas em diferentes atributos como profundidade, nível de produção, nível de produção acumulado, preço de venda, preço de mercado, ano, API, entre outros;
- o método de depreciação de cada projeto também deve ser levado em conta para contabilizar o imposto.

6.3 Descrição de Vantagem Absoluta e Quartil de Competitividade

Para analisar o panorama dos grandes produtores de óleo e verificar qual a posição competitiva do Pré-Sal frente aos demais produtores em 2016 e 2015, primeiramente, dois conceitos chave devem ser introduzidos:

1. Vantagem Absoluta: Entende-se por esse conceito a habilidade para produzir um bem empregando menor quantidade de insumos que outro produtor (Mankiw, 2010). Neste trabalho, então, o produtor de óleo com o menor custo possível para essa produção será o mais vantajoso no mercado. Isso dará a ele, uma vantagem competitiva no mercado de óleo, pois produzirá o mesmo produto que os demais a um custo menor.
2. Quartil de Competitividade: Muitas vezes é desejável dividir os dados (observações) em quatro partes, tendo cada parte aproximadamente um quarto, ou 25% das observações. Os pontos da divisão dos quatro quadrantes denominam-se **quartis** e são definidos como (Sweeney. D; Williams. T; Anderson. D, 2013):

Q_1 = o primeiro quartil, ou 25^o percentil

Q_2 = o segundo quartil, ou 50^o percentil (também, a mediana)

Q_3 = o terceiro quartil, ou 75^o percentil

Para calculá-los, deve-se ordenar os valores em ordem crescente. O segundo quartil será a mediana dos pontos, ou seja, o valor central. Quando o número de observações é ímpar, a mediana é o valor que ocupa a posição central. Quando o número for par, a mediana é a média aritmética das duas observações centrais (Sweeney. D; Williams. T; Anderson. D, 2013).

Para o cálculo do primeiro quartil, deve-se multiplicar 25% pelo número de observações para obter um valor n . Depois, pegar-se-á a observação de posição n e a de posição $n+1$ e faz-se a média aritmética desses dois valores. Esse será o valor de Q_1 .

Para o cálculo do terceiro quartil, deve-se multiplicar 75% pelo número de observações para obter um valor m . Depois, pegar-se-á a observação de posição m e a de posição $m+1$ e faz-se a média aritmética desses dois valores. Esse será o valor de Q_3 .

6.3.1 Análise da competitividade em 2015

Para a construção da Tabela 4, também foi incluído o valor estimado para o Pré-Sal neste trabalho, para poder analisar sua posição no panorama global da indústria do petróleo.

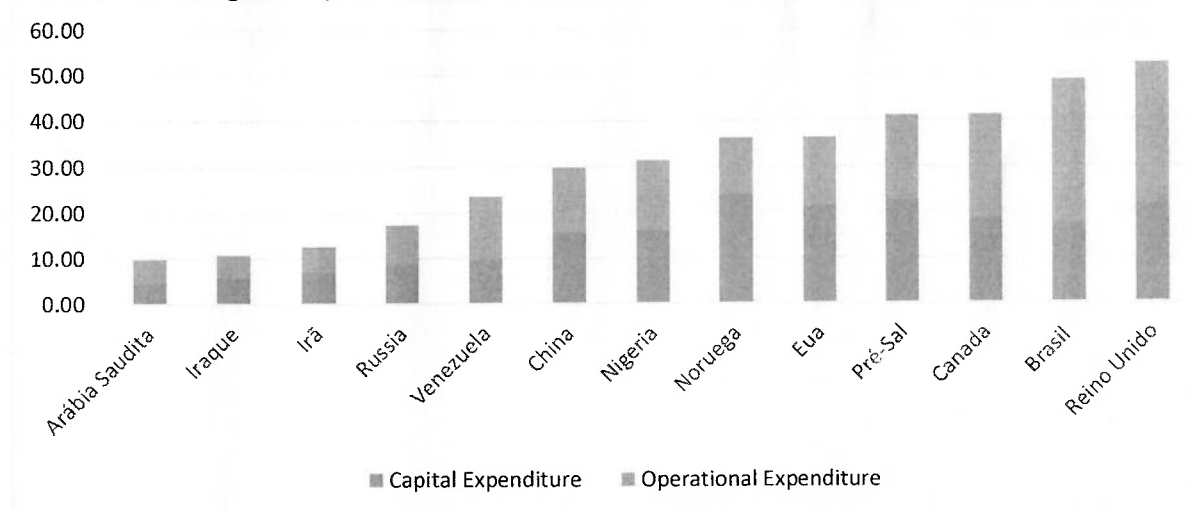
Tabela 4. Dados da segmentação dos custos totais de um barril de óleo e gás, em 2015

| | Capital Expenditure (CAPEX) (USD) | Custos de Operação (USD) | Custo total (USD) |
|----------------|--------------------------------------|-----------------------------|----------------------|
| Arábia Saudita | 4,50 | 5,40 | 9,90 |
| Iraque | 5,60 | 5,10 | 10,70 |
| Irã | 6,90 | 5,70 | 12,60 |
| Rússia | 8,90 | 8,40 | 17,30 |
| Venezuela | 9,60 | 13,90 | 23,50 |
| China | 15,60 | 14,30 | 29,90 |
| Nigéria | 16,20 | 15,30 | 31,50 |
| Noruega | 24,00 | 12,10 | 36,10 |
| Eua | 21,50 | 14,80 | 36,30 |
| Pré-Sal | 22,61 | 18,33 | 40,94 |
| Canadá | 18,70 | 22,40 | 41,10 |
| Brasil | 17,30 | 31,50 | 48,80 |
| Reino Unido | 21,80 | 30,70 | 52,50 |

Fonte: UCube Rystad Energy, 2015 (Tabela: elaboração própria)

Aqui, nota-se uma quebra simplificada do custo total entre custo de capital e custos operacionais, já explicados anteriormente.

Gráfico 5. Segmentação do custo total de produção de um barril de óleo e gás, em 2015.



Fonte: UCube Rystad Energy, 2015

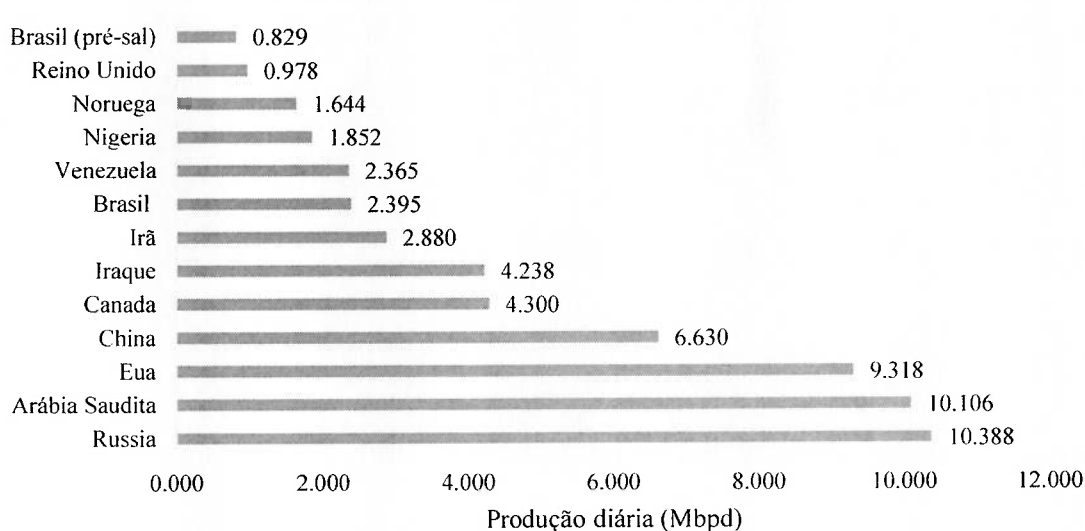
É interessante notar que o valor da base de dados da Rystad Energy para o Brasil (USD 48,80) e o valor calculado pelo trabalho a partir de dados históricos da Petrobras (USD 45,91) apresentam um desvio de apenas 5,9%.

Fazendo o cálculo dos quartis de competitividade, tem-se que:

- $Q_1 = 14,95$
- $Q_2 = 31,50$
- $Q_3 = 38,62$

Assim, tanto o Brasil como o Pré-Sal situam-se no quarto quadrante, ou seja, no quadrante marginal superior com os piores resultados de custo total de um barril de óleo (juntamente com o Reino Unido, Brasil e Canadá).

Gráfico 6. Produção diária de cada país, em 2015



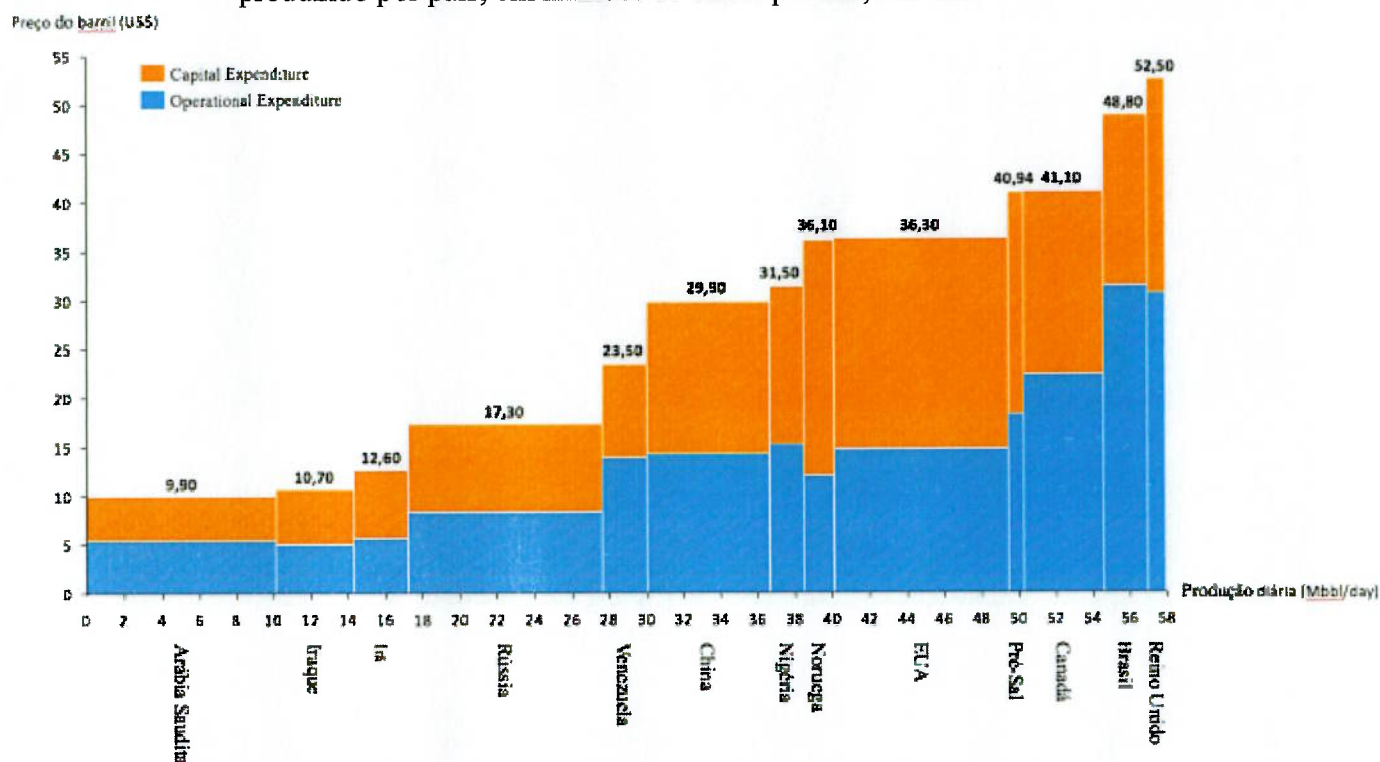
Fonte: US Energy Information Administration, 2015 (Gráfico: elaboração própria)

Vale a pena observar que, no caso petróleo, há uma discrepância na distribuição geográfica dessa *commodity*. Os acúmulos de óleo não são igualmente distribuídos entre os países, evidentemente, uma vez que dependem de condições específicas para se formarem. A matéria orgânica marinha é basicamente originada do fitoplâncton (microorganismos e algas) e não pode sofrer processos de oxidação. O ambiente de deposição, então, deve ser composto por sedimentos de baixa permeabilidade, de modo a evitar a circulação de água. A interação da matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo (Thomas, 2004).

Há regiões em que os reservatórios são terrestres e a baixas profundidades, assim como existem aqueles localizados em águas ultraprofundas e distantes da costa. O fato do Oriente Médio possuir reservas do primeiro tipo faz com que os produtores dessa região tenham uma grande vantagem competitiva em relação aos demais países. Além do volume de óleo presente ser abundante e de boa qualidade, os reservatórios são *onshore* ou próximos da costa, fazendo com que os custos de extração e produção sejam baixos. Isso coloca os países do Oriente Médio no primeiro quartil de produtividade e com uma forte influência sobre a oferta de óleo mundial e, conseqüentemente, o preço dessa *commodity* (lembrando que a OPEP é formada em sua maioria por países como, Arábia Saudita, Emirados Árabes, Irã, Iraque, entre outros).

Construindo um gráfico no qual é possível analisar o custo do barril de petróleo em função da produção diária de cada país, pode-se notar que o Pré-Sal possui o quarto maior custo total, além de uma produção diária relativamente pequena em relação aos demais produtores, o que não indicaria uma posição favorável em termos de competitividade no curto prazo.

Gráfico 7. Custo de um barril de óleo equivalente, em USD, em função do volume diário produzido por país, em milhões de barris por dia, em 2015



Fonte: UCube Rystad Energy, 2015 (Gráfico: elaboração própria)

Nesse gráfico 7, é interessante observar que, em um cenário pessimista no qual o preço do barril fosse USD 35, por exemplo, Noruega, Estados Unidos, Canadá, Pré-Sal, Brasil (médio) e Reino Unido deixariam de ofertar petróleo pois não teriam uma operação rentável. A China, por sua vez, estaria em uma posição relativamente favorável em termos de custo total, além de uma produção diária significativa.

Porém, reforça-se a ideia de que a atual conjuntura de preços baixos tende a não se sustentar por um longo período de tempo. Isso por que, no exemplo acima, cerca de 18 milhões de barris diários deixariam de ser ofertados devido à saída dos países produtores não competitivos. Esse volume até pode ser repostado pelos que ficaram no mercado, porém, não no curto prazo. É mais provável que a demanda que deixaria de ser atendida pela falta de óleo no mercado forçasse o aumento de preços, tornando aqueles que pararam de produzir competitivos de novo.

6.3.2 Análise da competitividade em 2016

Para essa análise, os países foram classificados do que tem o menor para o que tem o maior custo total por barril de óleo equivalente (Tabela 5).

Tabela 5. Dados da segmentação dos custos totais de um barril de óleo e gás (em US\$/boe), em 2016.

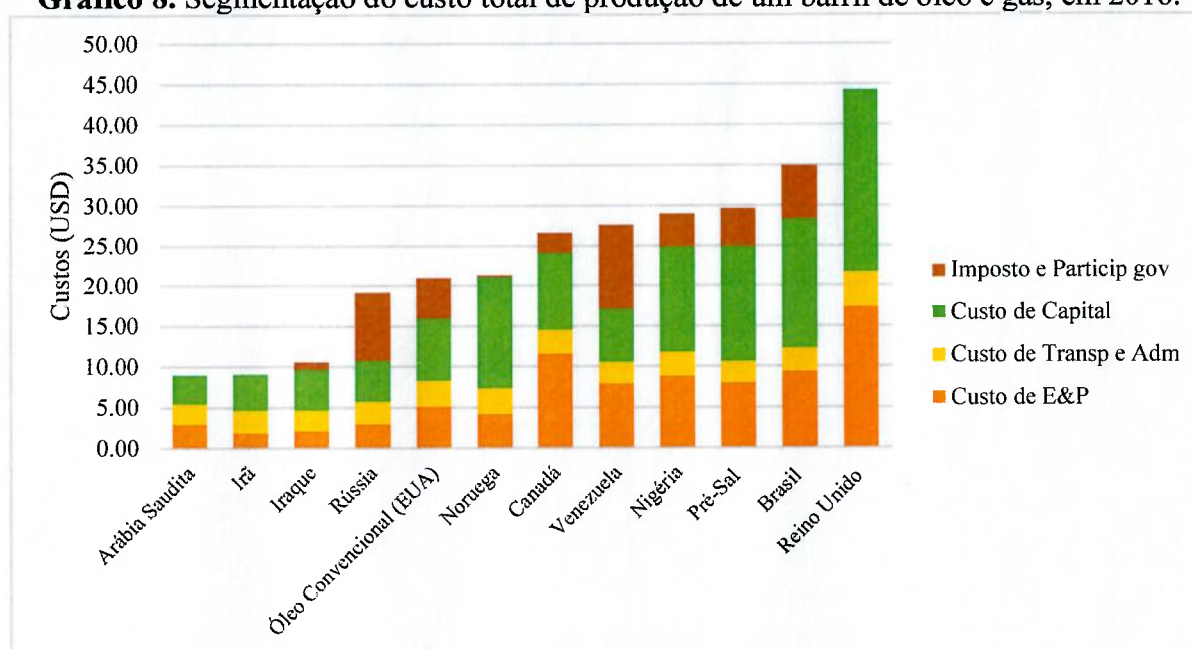
| | Custos de Produção | Custos de transporte e Administrativos | Impostos | Custos de Capital | Custo Total |
|-------------------------|--------------------|--|----------|-------------------|-------------|
| Arábia Saudita | 3,00 | 2,49 | 0,00 | 3,50 | 8,99 |
| Irã | 1,94 | 2,67 | 0,00 | 4,48 | 9,09 |
| Iraque | 2,16 | 2,47 | 0,91 | 5,03 | 10,57 |
| Rússia | 2,98 | 2,69 | 8,44 | 5,10 | 19,21 |
| Óleo Convencional (EUA) | 5,15 | 3,11 | 5,03 | 7,70 | 20,99 |
| Noruega | 4,24 | 3,12 | 0,19 | 13,76 | 21,31 |
| Canadá | 11,56 | 2,92 | 2,48 | 9,69 | 26,65 |
| Venezuela | 7,94 | 2,54 | 10,48 | 6,66 | 27,62 |
| Nigéria | 8,81 | 2,97 | 4,11 | 13,10 | 28,99 |
| Pré-Sal | 8,00 | 2,56 | 4,72 | 14,39 | 29,67 |
| Brasil | 9,45 | 2,80 | 6,66 | 16,09 | 35,00 |
| Reino Unido | 17,36 | 4,30 | 0,00 | 22,67 | 44,33 |

Fonte: UCube Rystad Energy, 2016 (Tabela: elaboração própria)

Utilizando a base de dados dos custos por país em 2016, da Rystad Energy, e incluindo o valor estimado para o Pré-Sal na análise, observa-se que o valor médio do Brasil calculado no trabalho (USD 32,16) e o valor apresentado pela Rystad Energy para o Brasil (USD 35) apresentam um desvio de apenas 8%.

Uma ressalva importante que deve ser feita é em relação à falta da segmentação do custo total de um barril de petróleo da China em 2016, um importante produtor no mercado de óleo e gás e o segundo maior mercado mundial (atrás apenas dos Estados Unidos). Esse foi o principal motivo que levou o trabalho a analisar tanto os dados desse ano como o de 2015 (que inclui esse país). Uma hipótese para a falta de informação da China é a não divulgação de seus resultados em nenhum relatório e/ou análise de instituições (como a Rystad Energy, U.S Energy Information Administration, British Petroleum) até a conclusão deste trabalho.

Gráfico 8. Segmentação do custo total de produção de um barril de óleo e gás, em 2016.



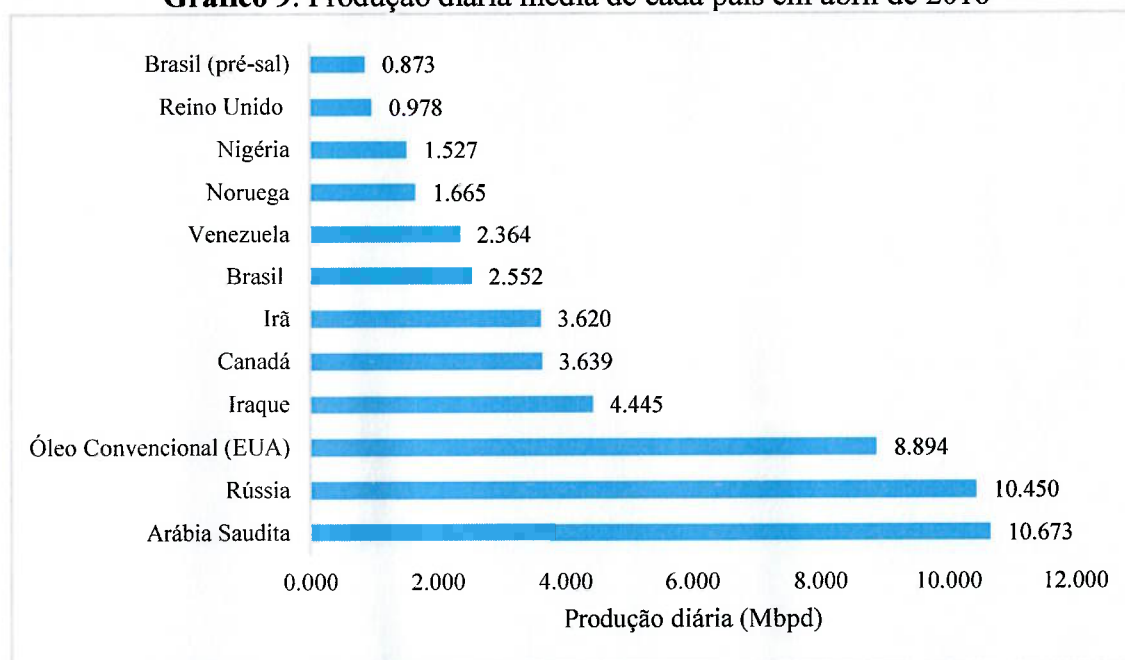
Fonte: UCube Rystad Energy, 2016

Fazendo o cálculo dos quartis de competitividade para esse caso, tem-se que:

- $Q_1 = 14,89$
- $Q_2 = 27,14$
- $Q_3 = 29,33$

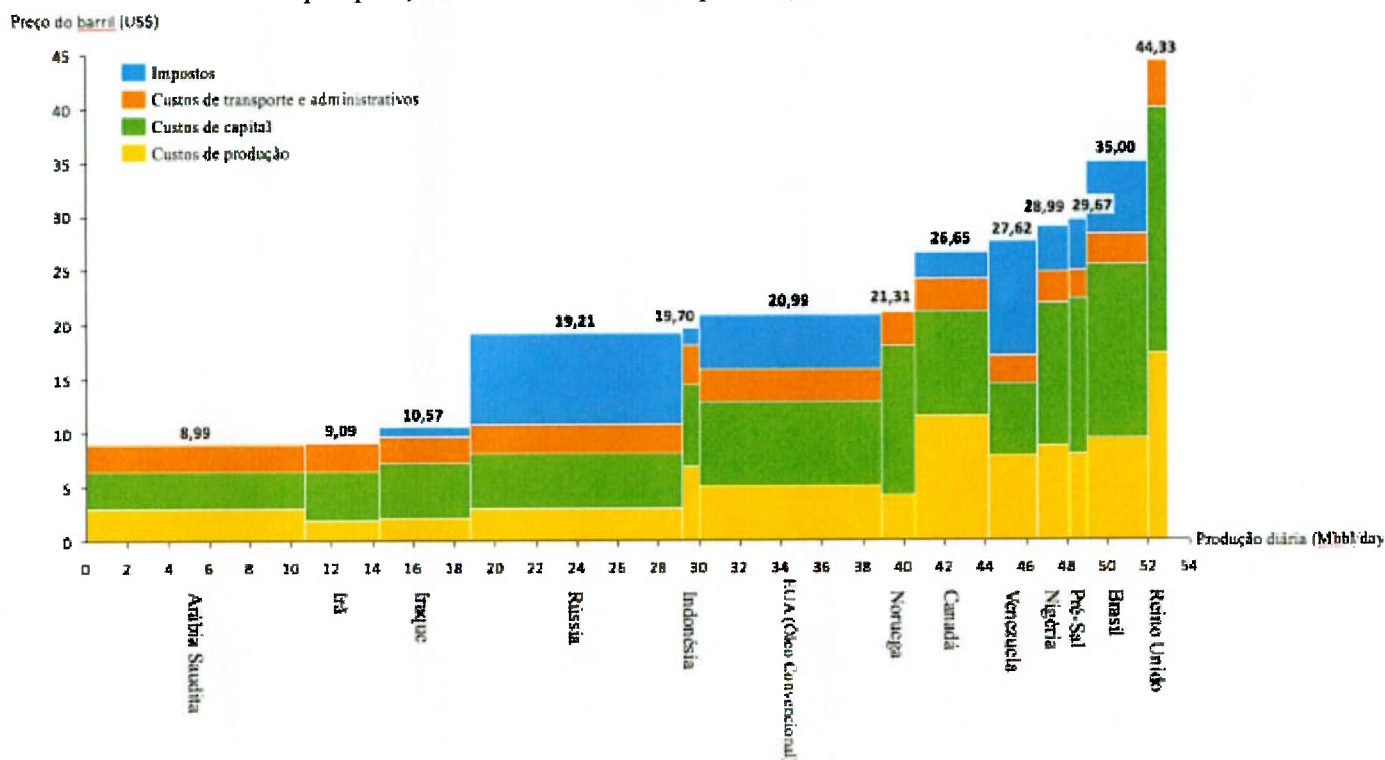
Assim, o Pré-Sal ainda se posiciona no quarto quadrante de competitividade. Ou seja, não se mostra competitivo no curto prazo também, se comparado aos demais principais produtores.

No entanto, pode-se notar que, apesar de estar no mesmo quartil que no ano anterior, está mais próximo do terceiro quartil, mostrando que houve uma evolução na redução desse custo total. Isso é ainda mais perceptível ao analisar os valores absolutos. Entre 2016 e 2015, houve uma redução de 27,5% do custo total por barril de óleo produzido.

Gráfico 9. Produção diária média de cada país em abril de 2016

Fonte: UCube Rystad Energy, 2016 (Gráfico: elaboração própria)

Utilizando as informações do custo de um barril de petróleo e a produção diária dos principais países produtores, construiu-se o Gráfico 10 no qual é possível analisar o comportamento da oferta de petróleo conforme os preços do barril.

Gráfico 10. Custo de um barril de petróleo, em USD, em função do volume diário produzido por país, em milhões de barris por dia, em 2016.

Fonte: UCube Rystad Energy, 2016 (Gráfico: elaboração própria)

Novamente, esse gráfico é interessante para analisar diferentes cenários. Por exemplo, se o preço do barril for de USD 50, todos os países produzirão, já que o preço será superior ao custo total de todos. No entanto, em um cenário onde o preço cairá para USD 25, Canadá, Venezuela, Nigéria, Reino Unido e o Pré-Sal deixariam de ser viáveis economicamente (isto é, custo maior do que a receita), por exemplo. Com isso, o volume que estes países produziam, cerca de 15 milhões de barris diários, deixaria de ser ofertado, gerando uma demanda não atendida. Ou seja, os países que conseguiriam produzir de maneira rentável a esse preço teriam que aumentar a produção de modo a suprir essa demanda ociosa. Isso não seria impossível, mas definitivamente não conseguiriam no curto prazo. Sendo assim, o decréscimo do preço seria momentâneo e a falta de oferta tenderia a elevar os preços novamente e faria com que os projetos voltassem a ser viáveis.

É possível notar também que o Pré-Sal possui um dos maiores custos por barril, o que, à princípio, levaria à conclusão de que não valeria a pena investir mais recursos na viabilização da extração do petróleo de lá, levando em conta a atual tendência do preço do petróleo (que oscila entre \$40 e \$60).

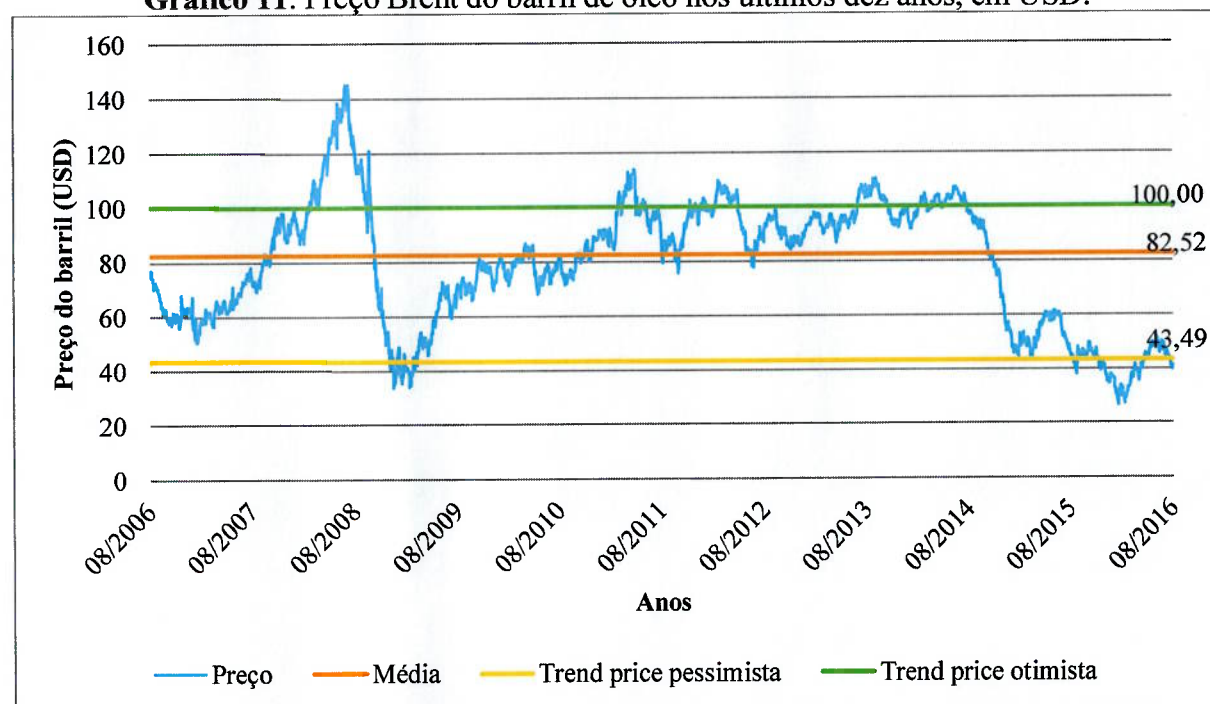
Em contrapartida, o fato da produtividade estar muito acima do previsto pelos estudos e o crescimento da curva de aprendizado estar acelerado fazem com que esse valor de custo tenda a cair rapidamente, resultando em uma maior competitividade do Pré-Sal no panorama mundial de oferta de petróleo. A exploração dessa reserva colocaria o Brasil em uma melhor posição no mesmo, já que o óleo presente é leve e de ótima qualidade. Além disso, o país ganharia autossuficiência na *commodity* (diminuindo sua dependência de outros produtores).

7 CONCLUSÕES

Para finalizar o presente trabalho, montou-se um gráfico (vide Gráfico 11) com os preços do petróleo Brent nos últimos dez anos, calculou-se a média desses valores, no caso, USD 82,52 e fez-se dois cenários considerando:

- Um preço otimista de USD 100,00 por barril;
- Um preço pessimista de USD 43,49 por barril.

Gráfico 11. Preço Brent do barril de óleo nos últimos dez anos, em USD.



Fonte: U.S Energy Information Administration, 2016 (Gráfico: elaboração própria)

Apesar de muitos estudos resultarem em cenários pessimistas a respeito da viabilidade econômica do Pré-Sal, o trabalho constatou que os custos totais (extração/produção, transporte/delivery e os custos de capital) em torno de USD 45 por barril permitem ainda alguma competitividade, mesmo com os preços médios dos últimos dois anos, ficando entre \$40 e \$60/barril.

Mesmo não estando atualmente nos primeiros quartis de competitividade de custos, os projetos do Pré-Sal têm possibilidade concreta de redução de seus custos ao longo dos próximos 10 anos, principalmente os custos operacionais e de capital.

Além disso, o custo de capital tem um peso maior nos primeiros cinco a dez anos do projeto, no qual o investimento é a principal parcela a se considerar e não existe ainda lucratividade que consiga abater esse montante inicial investido. Mas, conforme a produtividade aumenta com o início da exploração e, conseqüentemente, o projeto ganha rentabilidade, esses custos/investimentos iniciais são abatidos ao longo da vida útil dos projetos, ampliando, assim, a competitividade econômica. Essa seria uma razão importante para justificar a continuação da exploração do Pré-Sal.

A mesma lógica pode ser aplicada aos custos operacionais, que tendem a se reduzir ao longo do tempo.

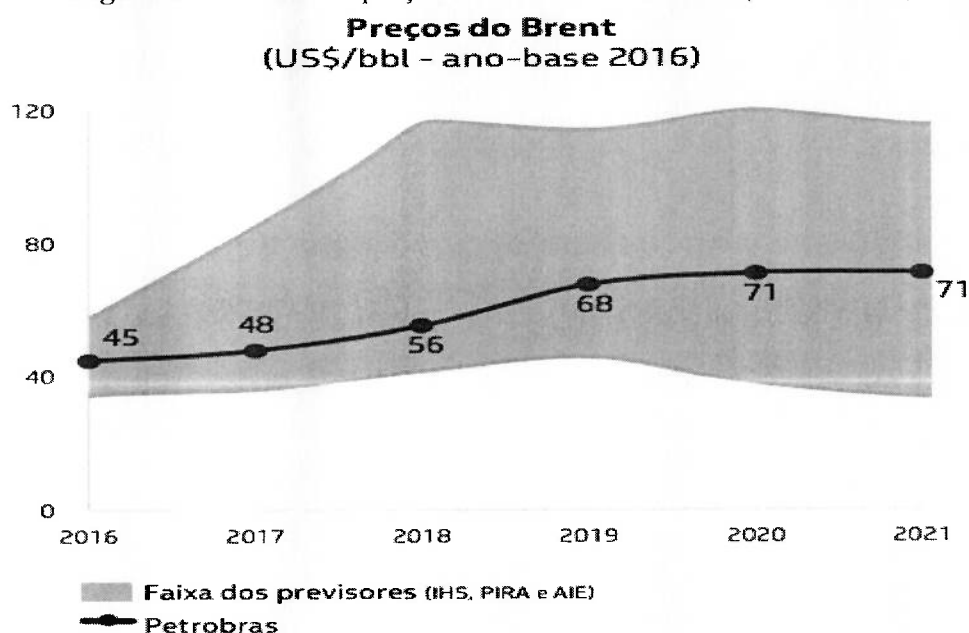
De certa forma, os projetos do Pré-Sal ainda estão em “período de aprendizagem”. Ao longo do tempo, o aumento da expertise por parte da Petrobrás e outras empresas, e as maiores sinergias logísticas (transporte, portos, armazenamento) devem também ajudar nas reduções de custos.

Estima-se, portanto, que uma redução total nos custos de USD 10 a 12/barril, seria um Cenário bastante provável para o Pré-Sal no médio prazo.

Isto acontecendo já retiraria os projetos do Pré-Sal de uma situação competitiva quase “marginal” para um quadrante intermediário de competitividade. Colocariam também os custos do Pré-Sal próximos à média de grandes produtores como a Nigéria, China e EUA.

Além disso, toda essa análise considerou apenas o Cenário de preços de tendência pessimistas, como os ocorridos nos últimos anos. Mas, se a previsão feita pela Petrobras estiver correta, o preço do óleo tenderá a aumentar nos próximos 5 anos (Figura 5).

Figura 5. Previsão do preço do óleo Brent até 2021 (em US\$/bbl)



Fonte: PETROBRAS

Se for considerado o Cenário com a média de preços nos últimos 10 anos (em torno de \$80), a competitividade das áreas do Pré-Sal parece ainda mais “garantida”, uma vez que mesmo estando nas fases iniciais da exploração, o custo total de um barril dessa região é bastante inferior a esse “preço médio”.

Outro fator importante, que deve ser considerado, é que boa parte das áreas no Mar do Norte, Canadá e Golfo do México, alguns dos principais competidores do Brasil na indústria do petróleo e gás, podem ser consideradas maduras e, portanto, com custos operacionais crescentes devido a investimentos em métodos de recuperação secundária e avançada para

retirar o óleo com fatores de recuperação decrescentes (mais difíceis de serem produzidos com métodos convencionais e naturais).

Por outro lado, há a pressão dos baixos custos para extração do “shale gas” nos EUA. Mas, mesmo essa alternativa vem sofrendo forte pressão das autoridades ambientais e jurídicas, principalmente na Europa (e mesmo já nos EUA), pois não há clareza de que esses “custos muito baixos” se estenderiam no longo prazo. Assim, o aumento da competitividade desses projetos não seria verificado como nos do Pré-Sal.

Finalmente, há questões relacionadas a estratégias nacionais e geopolíticas que sempre colocam o petróleo no centro de tensões políticas e econômicas. Para citar exemplos recentes: a tensão entre Rússia e Ucrânia (envolvendo o restante da Europa), a “interminável” crise do Oriente Médio, a crise na Venezuela, o terrorismo na Nigéria e um pouco na Indonésia. Essas tensões, que provocam constantes instabilidades no preço do petróleo, revelam a importância da autossuficiência de um país em relação à essa *commodity*, o que também justifica os contínuos investimentos no Pré-Sal.

A “garantia do suprimento nacional de óleo e gás” vai continuar na agenda de países como o Brasil durante muito tempo.

Esse binômio: tendência de redução dos custos operacionais e de capital ao longo dos próximos anos e uma estratégia nacional relacionada à indústria de óleo e gás, devem sustentar os projetos do Pré-Sal no futuro.

REFERÊNCIAS

1. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasil, Janeiro a Dezembro, 2011 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em: 12 nov. 2016
2. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasil, Janeiro a Dezembro, 2012 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em: 12 nov. 2016
3. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasil, Janeiro a Dezembro, 2013 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em: 12 nov. 2016
4. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasil, Janeiro a Dezembro, 2014 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em: 12 nov. 2016
5. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasil, Janeiro a Dezembro, 2015 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em: 12 nov. 2016
6. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasil, Janeiro a Abril, 2016 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em: 12 nov. 2016
7. BARBASSA, A. G. **Divulgação de Resultados do 4º Trimestre de 2010 e exercício de 2010 (legislação societária)**. Petrobras. Brasil. 2011. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>> Acesso em: 10 nov. 2016
8. BBC BRASI. **Baixa do petróleo põe em cheque “plano pré-sal” para o Brasil**. Brasil. 2016. Disponível em: <http://www.bbc.com/portuguese/noticias/2016/01/160112_petrobras_petroleo_ru> Acesso em: 17 mai. 2016

9. BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: < <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>> Acesso em: 23 mar. 2016
10. BUYUKSAHIN. B; LEE. T; MOSER. J; ROBE. M. **Physical Market Conditions, Paper Market Activity and the WTI – Brent Spread**. International Energy Agency. 2012. Pp 1 -2
11. CAMPOS. C. C; SIMONSEN. R; AIDAR. A. C; SÁ. F. E; GONZALEZ. S. O mercado do petróleo: Oferta, Refino e Preço; Fundação Getúlio Vargas. 2012. Pp 58 - 65
12. CNN MONEY. **What it costs to produce a barrel of oil**. Estados Unidos. 2015. Disponível em: < <http://money.cnn.com/2015/11/24/news/oil-prices-production-costs/>> Acesso em: 23 mar. 2016
13. GEOEXPRO. **Russia oil and gas: no guarantees on growth**. 2013. Disponível em: < <http://www.geoexpro.com/articles/2013/12/russian-oil-and-gas-no-guarantees-on-growth>> Acesso em 23 mar. 2016
14. GLOBAL OIL PRODUCTION BY COUNTRY. **Oil Production Output by Country**. Disponível em:
15. < <http://www.globalfirepower.com/oil-production-by-country.asp>> Acesso em: 18 jun. 2016
16. HAMILTON. J. **Understanding Crude Oil Prices**. National Bureau of Economic Research; 2008
17. INVESTOPEDIA. **Understanding Benchmark Oils: Brent Blend, WTI and Dubai**. Disponível em: < <http://www.investopedia.com/articles/investing/102314/understanding-benchmark-oils-brent-blend-wti-and-dubai.asp>> Acesso em: 05 set. 2016
18. JAROLIMEK. A; LORUSSO. J; YUDIM. T. W. P; **Oil: A Statistical Analysis of West Texas Intermediate and Brent Crude**. Babson College. 2013
19. MANKIW. N. G. **Introdução à Economia**. Ed. CENGAGE Learning. 5.a Edição. 2010. pp 54 - 55
20. MARKET REALIST. **What could impact crude oil in 2016?**. 2015. Disponível em: <<http://marketrealist.com/2015/12/impact-crude-oil-2016/>> Acesso em: 22 mar. 2016
21. MILLER. K; CHEVALIER. M; LEAVENS. J. **The Role of WTI as a Crude Oil Benchmark**. Purvin & Gertz Inc. 2010
22. OLIVEIRA. A. **Pré-Sal: Oportunidade Histórica**. Rio de Janeiro. José Olympio. 2008. pp 79-95

23. PETROBRAS. **Custos de Extração e Refino no Brasil**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos>
Acesso em: 21 mar. 2016.
24. PETROBRAS. **Divulgação de resultados do 1º Trimestre de 2012 (legislação societária)**. Brasil. 2012. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>
Acesso em: 10 nov. 2016
25. PETROBRAS. **Divulgação de resultados do 1º Trimestre de 2013 (legislação societária)**. Brasil. 2013. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>
Acesso em: 10 nov. 2016
26. PETROBRAS. **Divulgação de resultados do 1º Trimestre de 2014 (legislação societária)**. Brasil. 2014. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>
Acesso em: 10 nov. 2016
27. PETROBRAS. **Divulgação de resultados do 1º Trimestre de 2015 (legislação societária)**. Brasil. 2015. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>
Acesso em: 11 nov. 2016
28. PETROBRAS. **Divulgação de resultados do 1º Trimestre de 2016 (legislação societária)**. Brasil. 2016. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>
Acesso em: 11 nov. 2016
29. PETROBRAS. **Nossa produção de petróleo no pré-sal ultrapassa 1 milhão de barris por dia**. Brasil. 2016. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossa-producao-de-petroleo-no-pre-sal-ultrapassa-1-milhao-de-barris-por-dia.htm>
Acesso em: 03 ago. 2016
30. PETROBRAS. **Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos**. Brasil. 2015. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacoes-gerais>.
Acesso em 13 nov. 2016
31. PETROBRAS. **Pré-sal**. Brasil. 2016. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>
Acesso em: 05 jun. 2016
32. PETROBRAS. **Plano estratégico e Plano de negócios e gestão 2017-2021**. Brasil. 2016. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>
Acesso em 12 nov. 2016
33. PETROBRAS. **Resultados comprovam a viabilidade técnica e econômica do pré-sal**. Brasil. 2015. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/resultados-comprovam-a-viabilidade-tecnica-e-economica-do-pre-sal>

dados/resultados-comprovam-viabilidade-tecnica-e-economica-do-pre-sal.htm>
Acesso em: 05 set. 2016

34. PETROBRAS. **Update 2015**. Brasil. 2015
35. PETROBRAS. **Viabilidade econômica da produção no pré-sal: nota de esclarecimento**. Brasil. 2015. Disponível em: < <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/esclarecimento-viabilidade-de-producao-no-pre-sal.htm>> Acesso em: 05 set. 2016
36. RICCOMINI. C; SANT'ANNA. L. G; TASSINARI. C C. G. **Pré-Sal: Geologia e Exploração**. Revista USP. São Paulo. Brasil. 2012
37. RYSTAD ENERGY. **Upstream Oil&Gas Asset Based Model – CDR**. pp 35-44. 2014
38. SWEENEY. D. J; WILLIAMS. T. A; ANDERSON. D. R. **Estatística Aplicada, à Administração e Economia**. Ed. CENGAGE Learning. 6.a Edição. 2013. Pp 98 - 100
39. THE WALL STREET JOURNAL. **Cost of producing a barrel of oil and gas**, 2016. Disponível em: <<http://graphics.wsj.com/oil-barrel-breakdown/>> Acesso em: 05 jun. 2016
40. THOMAS. J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Ed. Interciência. Rio de Janeiro. Brasil. 2004. Pp 15 - 16
41. TRADING ECONOMICS. **China Crude Oil Production**. Disponível em:
42. < <http://www.tradingeconomics.com/china/crude-oil-production>> Acesso em: 20 ago. 2016
43. UCUBE RYSTAD ENERGY. Disponível em:
<<http://www.rystadenergy.com/Products/EnP-Solutions/UCube>> Acesso em: 10 ago. 2016
44. UK PRODUCTION DATA RELEASE. Oil and gas authority. Disponível em: < <https://itportal.decc.gov.uk/pprs/report4.pdf>> Acesso em: 05 jun. 2016
45. U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Spot Prices**. 2016. Disponível em: < http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm> Acesso em: 10 ago. 2016
46. U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S Field Oil Production of Crude Oil**. Disponível em:
<<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=mcrfpus2&f=m>>
Acesso em: 04 jun. 2016