

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC
Centro Sócio Econômico
Departamento de Ciências Econômicas e Relações Internacionais

EDUARDO OVÍDIO PONTELLO ARRUDA

**COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NO SETOR DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO
BRASILEIRO EM MODELOS *OFFSHORE* – ESTUDO PARA O PERÍODO DE 2013-
2015**

FLORIANÓPOLIS, 2015

EDUARDO OVÍDIO PONTELLO ARRUDA

**COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS NO SETOR DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO
BRASILEIRO EM MODELOS *OFFSHORE* – ESTUDO PARA O PERÍODO DE 2013-
2015**

Monografia submetida ao curso de Ciências
Econômicas da Universidade Federal de Santa
Catarina (UFSC), como requisito obrigatório
para a obtenção do grau de Bacharel.

Orientador: Prof. Dr. Fred Leite Siqueira
Campos

Ass: _____

FLORIANÓPOLIS, 2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

A Banca Examinadora resolveu atribuir nota 7,0 ao aluno Eduardo Ovídio Pontello Arruda na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. Fred Leite Siqueira Campos

Prof.^a Luiz Carlos de Carvalho Junior

Prof. Avelino Balbino da Silva Neto

Dedico este trabalho à toda minha família.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer o apoio da minha família e amigos. À minha família agradeço por tudo que sou e conquistei ao longo de toda minha vida, agradeço especialmente por me proporcionarem essa oportunidade única de estudar na UFSC. Agradeço aos meus amigos pela amizade e convivência ao longo de toda a faculdade e que com certeza irá além do período que estivemos juntos na UFSC. Agradeço também a todos os professores, pois foram especiais na minha formação como economista. Agradeço especialmente ao professor Pontes e a professor Fred, por suas orientações e contribuições para meu trabalho, não apenas na monografia, e a outros professores pelo aprendizado dentro da sala de aula.

“A persistência é o menor caminho do êxito”. (Charles Chaplin)

RESUMO

O presente trabalho traz um estudo sobre a estrutura e composição dos custos do setor de extração de petróleo no Brasil, com enfoque no modelo *offshore*. Para tanto, este estudo listou os modelos institucionais (relativos à exploração de petróleo) vigentes no Brasil e faz um breve resumo da atuação e produção econômica da indústria do petróleo brasileira. Em um momento de queda dos preços do petróleo e uma participação significativa do estado na regulação e controle do setor petrolífero, o conhecimento sobre os custos se torna muito importante para a viabilidade de novas áreas exploratórias (como o Pré-sal brasileiro, por exemplo, onde reside um grande risco na exploração). O trabalho foi realizado de forma descritiva, qualitativa e quantitativa. Também foram utilizadas as metodologias existentes relacionadas à segmentação dos custos econômicos. Finalizando o estudo é apresentada uma listagem dos fatores que impactam a estrutura de custos, suas relações com os ciclos econômicos e também com o preço do petróleo. Verificou-se, ainda, que os custos de extração no Brasil são maiores que a média mundial em aproximadamente 58% nos últimos dez trimestres e em 77,5% no segundo semestre de 2015.

Palavras chave: Custos, extração do petróleo, *Offshore*.

ABSTRACT

This paper presents a study on the structure and cost composition in the oil extraction industry in Brazil, focusing on the offshore model. Therefore, this study listed, institutional models (relative to oil exploration) in use in Brazil and makes a brief summary of the performance and economic output of the Brazilian oil industry. At a time of descending oil prices and a significant state share in regulating and controlling the oil sector, the knowledge about costs in this sector becomes vital for the viability of new exploration areas (such as the Brazilian pre-salt, for example, where it holds a big risk on the holding). The study was conducted by a descriptive, qualitative and quantitative method. They were also used existing methodologies related to the segmentation of the economic costs. At the end of the study was presented a list of factors that impact directly in the cost structure, and its relations with economic cycles and the oil price. It was verified that lifting costs in Brazil are higher than the world average by approximately 58% in the last ten quarters and 77.5% in the second half of 2015.

Keywords: Costs, oil extraction, offshore

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Linhas de isocusto	24
Figura 2.2: Caminho de expansão	25
Figura 2.3: Custos no longo prazo com economias de escala	26
Figura 2.4: Economia de escala	29
Figura 2.5: Cartel Opep	32
Figura 2.6: Renda diferencial	35

LISTA DE TÁBELAS E GRÁFICOS

Tabela 4.1: CAPEX versus Produção.....	62
Gráfico 4.1: Preço do Petróleo	58
Gráfico 4.2: Custo de extração	60
Gráfico 4.3: Custo de extração Brasil versus Mundo.....	61

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis

API – *American petroleum Institute*

BOE – Barris óleo equivalente

CAPEX – *Capital Expenditure*

CAPEX/BOE – Capital Expenditure sobre Barris de óleo equivalente

CSLL – Contribuição Social sobre Lucro Líquido

DD – Design Dominante

E&P – Exploração & Produção

EPC – Engineering – Procurement – Construction

EUA – Estados Unidos da America

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços

IDH – Índice de Desenvolvimento Humano

IEA – Internacional Energy Agency

IMP – Industria Mundial do Petróleo

MME – Ministério de Minas e Energia

ONIP – Organização Nacional da Industria de Petróleo

OPEP – Organização dos países exportadores de petróleo

OPEX – *Operational Expenditure*

PE – Participação Especial

PETROBRÁS – Petróleo Brasileiro S.A

PSA – *Production Sharing Agreement*

R/P – Reserva sobre Produção

REPLAM – Refinaria de Paulínia

RLAM – Refinaria Landulpho Alves

RNEST – Refinaria Abreu e Lima

TMS – Taxa Marginal de Substituição

WTI – *West Texas Intermediate*

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	14
1.1 TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA	14
1.2 OBJETIVOS	15
1.2.1 Objetivo Geral	15
1.2.2 Objetivos Específicos	15
1.3 JUSTIFICATIVA	15
1.4 METODOLOGIA.....	16
CAPÍTULO II - REFERENCIAL TEÓRICO.....	18
2.1 CUSTOS.....	18
2.1.1 Custo Fixo	19
2.1.2 Custo variável.....	19
2.1.3 Custo Econômico.....	19
2.1.4 Custo de Oportunidade	20
2.1.5 Custo Irreversível	20
2.2 CUSTOS MÉDIO E MARGINAL.....	20
2.2.1 Custo marginal.....	21
2.2.2 Custo médio.....	21
2.2.3 Curvas de custos típicas.....	22
2.3 CUSTOS NO CURTO PRAZO	23
2.4 CUSTOS NO LONGO PRAZO	23
2.5 DIFERENÇAS ENTRE CUSTOS DE CURTO E LONGO PRAZO.....	25
2.6 ECONOMIAS DE ESCALA NO SETOR PETROLÍFERO	27
2.7 BARREIRAS À ENTRADA.....	28
2.8 MONOPÓLIO E OLIGOPÓLIO.....	29
2.8.1 Monopólio	29
2.8.2 Oligopólio.....	30
2.8.3 Cartel	31
2.8.3.1 <i>Modelo de Cournot</i>	32
2.9 RENDAS DIFERENCIAIS E DE MONOPÓLIO	33
CAPÍTULO III – ASPECTOS GERAIS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA.....	35
3.1 TRAJETÓRIA DO INVESTIMENTO EM PETRÓLEO NO BRASIL.....	36

3.2 CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO.....	37
3.3 AMBIENTES EXPLORATÓRIOS E RESERVATÓRIOS	38
3.4 PRINCIPAIS SEGMENTOS DA CADEIA.....	39
3.4.1 <i>Upstream</i>	40
3.4.2 <i>Downstream</i>	40
3.4.3 Integração Vertical	41
3.5 ACESSOS A RECURSOS	41
3.6 MODELOS INSTITUCIONAIS	42
3.6.1 Regime de Concessão.....	44
3.6.2 Regime de Partilha	46
3.6.3 Diferença entre Concessão e Partilha	47
CAPÍTULO IV – ESTRUTURA DE CUSTOS NA PRODUÇÃO E EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO	49
4.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO	50
4.2 CUSTOS DE DESENVOLVIMENTO	51
4.3 CUSTO DE PRODUÇÃO.....	52
4.3.1 Custo de Operação e Produção.....	53
4.3.2 Custo de Desativação.....	55
4.3.3 Custo médio de descoberta (CAPEX)	56
4.3.4 Custo médio do barril produzido	56
4.4 PRINCIPAIS FATORES IMPACTANTES NOS CUSTOS	57
4.4.1 Preço do Petróleo.....	57
4.4.2 Uso da Capacidade Produtiva.....	58
4.4.3 Impacto do câmbio nos custos.....	59
4.4.4 Mão de obra especializada.....	59
4.5 CUSTOS NA PETROBRÁS	59
5 CONCLUSÃO.....	64
REFERÊNCIAS	66

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA

O petróleo é um insumo essencial para o desenvolvimento da sociedade moderna e tem muita importância na economia global devido ao uso intensivo, a baixa *substitutibilidade* no médio curto prazo, e a inelástica demanda no curto prazo.

Segundo a resenha energética brasileira (MME, 2015), fontes não renováveis representam 60,6% da oferta de energia no Brasil, com o petróleo participando com 65% dessas fontes não renováveis. O Setor tem grande influência na pauta política e econômica em vários países. Os maiores produtores de petróleo são Arábia Saudita, Rússia e Estados Unidos. Os três maiores consumidores são Estados Unidos, China e Japão.

Na indústria de petróleo existe uma longa cadeia produtiva (da prospecção até a revenda a varejo e consumo final dos derivados, passando pelo desenvolvimento das jazidas, produção, transporte, refino e distribuição a atacado). Essa indústria conduziu, historicamente, a uma tendência pela busca constante de integração vertical entre os diferentes ramos da cadeia produtiva e também de integração horizontal.

Cabe destacar o papel da indústria de petróleo como setor-líder nas economias nacionais. Essa indústria foi um dos componentes centrais do desenvolvimento industrial dos EUA e é o principal setor de atividade em diversos países, tanto países de baixo e médio desenvolvimento socioeconômico (Venezuela, Nigéria, Rússia, Arábia Saudita, etc.) quanto países de altíssimo Índice de Desenvolvimento Econômico - IDH (basicamente o caso de Noruega e Escócia), onde a indústria de petróleo transbordou a atividade industrial, gerando forte impacto socioeconômico direto e indireto, por meio do adensamento do parque fornecedor de bens de capital e serviços.

É importante destacar que diferenças nos custos de produção do petróleo podem advir, por exemplo, da profundidade de extração do petróleo, da porosidade da rocha que separa o petróleo de sua extração, da distância do ponto de exploração, entre outros.

Na estrutura total de E&P, os custos podem ter a seguinte distribuição (CLÔ, 2000): I) custos de exploração de 10% a 20%; II) custo para desenvolver, que pode variar de 40% a 60%; e III) Custo operacional de extração (OPEX) de 20% a 50%. Os custos de produção

unitários têm uma grande variação ao redor do mundo, podendo ir de menos de um dólar por barril em terra no Oriente Médio até 30 dólares na produção de xisto americano (ONIP;2013).

Assim, o presente trabalho consiste em apresentar a composição e estrutura de custos de produção no setor de petróleo voltado para o caso brasileiro. A propósito, no Brasil a produção se caracteriza por uma produção em sua maior parte extraída em alto mar (*offshore*).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Devido à importância do petróleo como bem econômico, o objeto do trabalho consiste em apresentar a estrutura e composição dos custos no setor de petróleo, principalmente na área de exploração e *offshore* no Brasil.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Apresentar uma visão geral sobre o setor de petróleo brasileiro.
2. Apresentação dos fatores que impactam a estrutura de custos na produção brasileira do petróleo.

1.3 JUSTIFICATIVA

A energia exerce uma influência vital sobre a vida das pessoas, influenciando os meios de produção e, conseqüentemente, a economia de um país. Esta influência ocorre uma vez que o petróleo é a fonte de energia mais utilizada no mundo, depois da segunda guerra mundial, e é insumo básico para a cadeia produtiva de muitas nações. O custo de produção do petróleo para a população e para as indústrias é calculado a partir de variáveis técnicas-econômicas, impactando na economia diretamente e afetando o custo dos demais setores econômicos e, ainda, para as indústrias e famílias. A partir do momento em que o petróleo,

insumo básico para o progresso e continuidade da cadeia produtiva, apresenta custo para a produção é imprescindível que haja um aprofundamento sobre os componentes da matriz de custos na cadeia produtiva econômica do petróleo. Deve-se observar, ainda, quais fatores são mais relevantes na formação do custo que possibilitem um maior entendimento de como as alterações ocorrem, por exemplo no atual momento de preço do petróleo baixo na exploração e produção deste insumo. Sendo assim, uma compreensão de como a formação de custo se comporta junto ao setor petrolífero é fundamental para percebê-lo como um insumo que afeta diretamente a composição dos gastos dentro da economia e a variável de custo controlável pelos agentes.

1.4 METODOLOGIA

A metodologia utilizada no desenvolvimento desta pesquisa utiliza abordagens qualitativa e quantitativa, com a utilização de dados secundários. A pesquisa teve sua gênese centrada na exposição do cenário econômico atual do setor petrolífero brasileiro, também tratou-se brevemente sobre modelos de concessão e partilha em um setor de monopólio (uma empresa) ou oligopólio (pequeno número de empresas) no poder de manipular ou fixar o mercado. Por último, a investigação da estrutura e da composição do custo de exploração e produção (E&P) foi verificada por diversas instituições e autores que servem como referência para à análise de custo por parte das empresas ou investidores no Brasil. Foram utilizados dados contábeis da Petrobrás dos últimos 10 trimestres para explicar a composição dos custos no Brasil

Esta pesquisa foi feita a partir de um método descritivo que tem como objetivo relatar determinada população ou fenômenos, uma de suas características está na utilização de técnicas iguais para a coleta de dados (GIL, 1991), utilizando informações sobre os métodos mais comuns na matriz de custo. Aqui se utilizaram dados secundários.

A pesquisa foi feita utilizando-se o território do Brasil como referência. Foi verificada a composição dos custos com enfoque na cadeia de extração de petróleo, os custos foram divididos em avaliação, desenvolvimento, custo de produção, em como o de abandono. Foram destacadas as diferenças entre cada componente no custo de extração. Ainda, utilizados dados contábeis da Petrobrás dos últimos 10 trimestres (2013-2015) para explicar os custos na exploração.

A coleta de dados foi feita a partir de trabalhos acadêmicos anteriores, pesquisa bibliográfica, publicações de autores ligados à Agência Nacional de Petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP) e da Petrobrás, *sites* relacionados ao assunto, livros, Jornais e revistas do setor entre outras fontes que contribuíram para o presente trabalho.

CAPÍTULO II - REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 CUSTOS

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010), os custos são os gastos econômicos incorridos diretamente na produção de um bem. Ao se estabelecer o custo que, dependendo do produto, pode ser causado por um conjunto de fatores, pode-se definir o preço do produto a ser vendido. Alguns custos variam com o nível de produção, enquanto outros permanecem constantes mesmo com níveis variados de produção. Nessa direção, os custos podem ser classificados em fixos e variáveis. Para Mankiw (2009), os custos podem ser explícitos ou implícitos, custo explícito é um gasto realizado com insumos que necessitam de desembolso de dinheiro por parte da empresa; o custo implícito é um gasto com insumo que não necessita de desembolso em dinheiro por parte da empresa.

Um dos objetivos das empresas é a minimização de seus custos. Na existência de dois insumos para a produção, capital (K) e trabalho (L), a função de produção $F(K, L)$ permitirá a empresa operar com o nível ótimo de sua produção com a combinação dos dois insumos. Supondo que estes insumos apresentem produto marginal positivo, mas declinante, é dada a seguinte equação:

$$PM_K(K,L) = \frac{\partial F(K,L)}{\partial K} > 0, \quad \frac{\partial^2 F(K,L)}{\partial K^2} < 0$$

$$PM_L(K,L) = \frac{\partial F(K,L)}{\partial L} > 0, \quad \frac{\partial^2 F(K,L)}{\partial L^2} < 0$$

Em que uma empresa atuante em um mercado competitivo aceita os preços para o trabalho, ω , e o capital por r , com isso o problema pode ser escrito como:

$$\text{Minimizar } C = \omega L + rK$$

Sujeito à restrição de existir um nível fixo para a quantidade Q_0 a ser produzida:

$$F(K, L) = q_0$$

2.1.1 Custo Fixo

São custos econômicos incorridos na produção, não sendo variáveis, eles permanecem constantes e a exclusão deste custo somente pode ser atingindo com a empresa deixando de operar. Os custos fixos podem incluir os gastos com a manutenção da empresa, um número mínimo de funcionários e custos com seguros. Mesmo a empresa estando em um nível de produção igual a zero os custos fixos existirão (MANKIW, 2009).

2.1.2 Custo variável

São custos que variam de acordo com o nível de produção. Exemplos de custos variáveis são os consumos de energia e de matéria prima. No curto prazo, uma parte dos custos de uma empresa serão fixos, isso ocorre devido ao fato de que a empresa é obrigada a receber e a pagar pela entrega dos insumos e não pode demitir temporariamente seus funcionários.

No longo prazo os custos tendem a ser variáveis. Nesse caso, a empresa detém mais autonomia para reduzir sua produção com a diminuição de mão de obra, diminuir a compra de insumos etc. Para o gerenciamento corporativo é importante diferenciar os custos entre variáveis e fixos, destacadamente quando a empresa planejar uma alteração em seu nível de produção ou analisar os impactos dos seus custos ao nível de produção (PINDYCK, 2010).

2.1.3 Custo Econômico

Para Pindyck e Rubinfeld (2010), custo econômico está relacionado ao futuro na alocação eficiente de recursos escassos. O termo econômico retrata o que deve-se entender e distinguir por custos que a firma pode controlar, daqueles que ela não pode. Nesse ponto o custo de oportunidade apresenta um importante papel: São custos relacionados à utilização de recursos na produção da empresa.

2.1.4 Custo de Oportunidade

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010), o custo de oportunidade está relacionado aos momentos convenientes que poderão ser perdidos quando da utilização de recursos (caso a empresa não empregue este determinado recurso na melhor alternativa possível). Embora os custos de oportunidade estejam aparentemente ocultos, frequentemente são levados em conta na tomada decisão econômica.

O custo de oportunidade de um item refere-se a todas as coisas que exigem renúncia para adquiri-las. Quando os economistas falam no custo de produção de uma empresa, incluem todos os custos de oportunidade relacionados com a produção e serviços desta (MANKIWI, 2009).

2.1.5 Custo Irreversível

Para Pindyck e Rubinfeld (2010), o custo irreversível é um custo que não pode ser recuperado, como por exemplo os custos realizados em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), pois independente de haver sucesso ou não o custo foi realizado e, portanto, ele se torna irreversível e não pode ser recuperado. Existe uma diferença entre custo fixo e irreversível, o primeiro pode levar o fechamento da empresa se tiver um alto custo fixo e não deter um fluxo de receita constante. Entretanto, o custo irreversível passa a ser ignorado em futuras tomadas de decisão porque não pode mais ser recuperado depois de gasto.

2.2 CUSTOS MÉDIO E MARGINAL

Na cadeia de custos é importante diferenciá-la entre médio e marginal, na qual essas duas modalidades se distinguem.

2.2.1 Custo marginal

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010), o custo marginal, também definido como custo incremental, é o aumento do custo causado pela produção adicional de um produto. Sendo o custo fixo não alterado quando o nível de produção da empresa é modificado, o custo marginal é igual ao incremento do custo variável ou do custo total gerado pela produção adicional de uma unidade de produto.

O custo marginal gera a informação de quanto o custo será incrementado ao adicionar uma unidade na produção. Segundo Mankiw (2009), custo marginal pode ser obtido pela variação do custo total dividido pela variação da quantidade.

O custo marginal pode ser definido matematicamente:

Custo marginal (CMg) = Variação do Custo Total (ΔCT) / Variação da Quantidade (ΔQ)

$$CMg = \Delta CT / \Delta Q$$

Ou por:

PMg_l é a variação no nível de produção ocasionada por variação de um insumo trabalho ($\Delta q / \Delta L$). Com isso, o trabalho extra para obtenção de uma unidade adicional na produção é $\Delta L / \Delta Q = 1 / PMg_l$. Portanto, o custo marginal pode ser definido:

$$CMg = \omega / PMg_l$$

2.2.2 Custo médio

Para Mankiw (2009) o custo médio é o custo por unidade de produto, é o custo total dividido pela quantidade de unidades produzidas. O custo total médio indica para a empresa o custo unitário da produção.

O custo médio é formado por dois tipos de custo, o custo fixo médio que é o custo fixo dividido pela quantidade produzida. O custo fixo médio apresenta a tendência de cair à medida que a produção é incrementada. O segundo tipo de custo que forma o custo médio é o variável médio, que significa o custo variável dividido pelo nível de produção. Segundo Mankiw (2009), o custo total médio pode ser obtido através da divisão entre o custo total e a quantidade.

O custo médio pode apresentar uma queda no decorrer do tempo se ela produzir com maior eficácia, esta adquirida através da curva de aprendizagem, que descreve em quanto um insumo necessário para atingir uma determinada quantidade a ser produzida diminui à medida em que se amplia a produção cumulativa da empresa (VARIAN, 2012).

O custo de produção pode cair em uma empresa ao longo do tempo, à medida em que os gestores e funcionários da empresa se tornam mais experientes. A curva de aprendizagem demonstra quantas horas são necessárias para produzir uma unidade do produto quando é aumentada a produção cumulativa da empresa.

O custo marginal pode ser definido matematicamente:

$$\text{Custo total médio (CTM)} = \text{Custo Total (CT)} / \text{Quantidade (Q)}$$

$$\text{CTM} = \text{CT}/\text{Q}$$

2.2.3 Curvas de custos típicas

Segundo Mankiw (2009), as curvas de custos exibem três características importantes: Primeiro, a partir de um nível de produção o custo marginal aumenta na medida em que a quantidade produzida é incrementada. Segundo, a curva de custo médio tem o formato de U. Terceiro, a curva de marginal cruza com o custo médio total no ponto em que o custo médio total atinge seu mínimo valor.

2.3 CUSTOS NO CURTO PRAZO

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010), no curto prazo os custos variáveis e totais incrementam com a produção. O crescimento de tais custos se relaciona de acordo com o processo produtivo e, em particular, com que a produção se relaciona com os rendimentos decrescentes. O rendimento decrescente de trabalho acontece na existência que seu produto marginal é declinante. Para obter um aumento na produção a empresa necessita elevar o número de funcionários, se o produto marginal do trabalho cair depressa, à medida em que o valor de trabalho é incrementado, significa que as despesas com a mão de obra tendem a ser maiores para a obtenção de níveis maiores de produção. Com isso, o custo variável e total aumenta de acordo com o nível de produção maior.

Rendimentos marginais decrescentes significam que caindo o produto marginal do trabalho,, aumenta de acordo com quantidade de trabalho usada Com isso, quando ocorrer rendimentos marginais decrescentes, os custos marginais se incrementarão de acordo com o aumento do produto (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

No curto prazo, quando nem todos os insumos são variáveis, a presença de rendimentos decrescentes determina o formato das curvas de custo, existe uma relação inversa entre o produto marginal do insumo variável e o custo marginal de produção (VARIAN, 2012).

2.4 CUSTOS NO LONGO PRAZO

Existe a tendência da empresa deter maior flexibilidade no longo prazo. É viável para a empresa a maximização de sua capacidade com a ampliação das fábricas existentes ou a construção de novas fábricas; é possível que a empresa diminua ou aumente a sua mão de obra e em determinados casos altere sua função de produção para a confecção de novos produtos (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

Um dos problemas principais para as empresas é que todas elas costumam escolher os insumos que levam a obter um nível de produção com um custo mínimo, de acordo com a teoria da firma, e uma das variáveis é a quantidade de trabalho e capital que as empresas necessitam para obter o nível ótimo de produção com o mínimo valor dispendido.

Com isso, o custo com o trabalho em um mercado competitivo é igual ao valor gasto com salários e o preço do capital igual ao custo do uso do capital, que é a soma da depreciação econômica do bem com o rendimento financeiro auferido, caso fosse aplicado em outro investimento, ou o preço do capital obtido pela taxa de locação, caso o investimento em bem de capital fosse arrendado (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

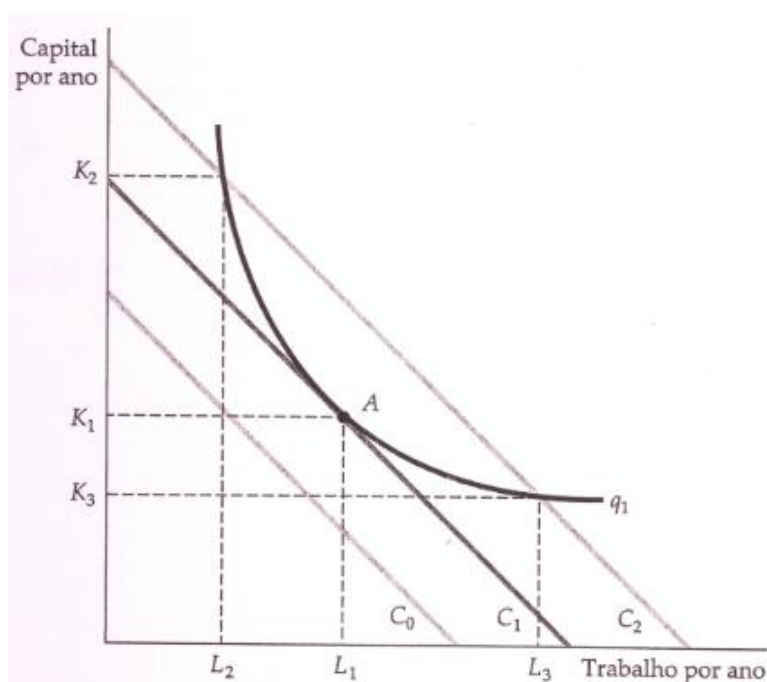


Figura 2.1: Linhas de isocusto

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, 2009, p.206

Na figura 2.1 são apresentadas curvas isocustos, estas descrevem combinações de insumo e têm o mesmo custo no seu conjunto. No exemplo da figura 2.1, o ponto A, situado na curva isocusto C_1 mostra que o produto q_1 pode ser realizado com custo mínimo, com o nível de L_1 e K_1 (respectivamente insumos de trabalho e capital). A escolha minimizadora de custos é dada pelo ponto que tangencia a curva isoquanta, que representa o nível desejado de produção e uma linha de isocusto.

Todas as combinações de custos de trabalho e capital são dadas pela linha de isocusto, que pode ser adquirida por um determinado custo total. As curvas de isocusto retratam os arranjos de insumos de produção, que custam o mesmo valor para a firma (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

O caminho de expansão é a curva que otimiza as linhas isoquanta e isocusto. Ela realiza as combinações entre trabalho e capital para a firma com o objetivo de minimizar os

seus custos com um determinado nível de produção. Quando o aumento do nível de produção estiver aumentando com base no aumento de insumos utilizados, a curva terá um ângulo ascendente. Nesse exemplo, se o produto estiver aumentado de 100 para 200 unidades, o capital de 25 para 50, e o trabalho de 50 para 100, então para cada nível de produto a firma gasta metade do capital que emprega em trabalho, tendo uma inclinação de meia unidade (PINDYCK; RUBINFELD, 2010, pág. 211).

O caminho de expansão descreve como a escolha de insumos minimizadores de custos varia quando ocorre um aumento de escala ou a produção da operação. Com isso, ela oferece informações importantes para tomadas de decisão e planejamento da empresa.

2.5 DIFERENÇAS ENTRE CUSTOS DE CURTO E LONGO PRAZO

O período de curto prazo é marcado pela inflexibilidade de produção e custos que no longo prazo todos os insumos podem variar, devido ao maior planejamento e um intervalo de tempo maior, suficiente para que mudanças possam ser realizadas. A existência de flexibilidade na produção permite uma determinada quantidade produzida a um custo médio inferior ao obtido no curto prazo (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

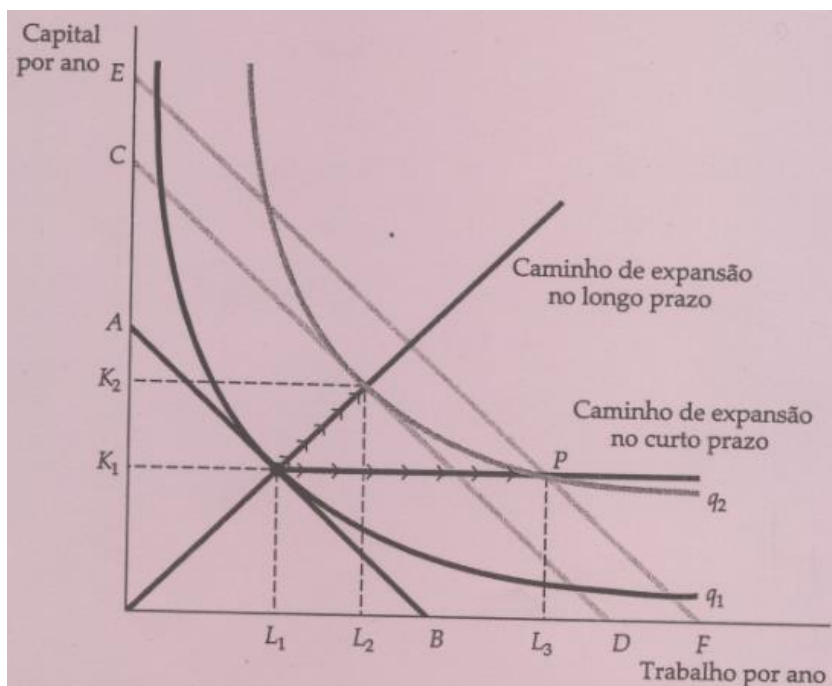


Figura 2.2: Caminho de expansão

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, 2009, p.213

Na figura 2.2 a empresa apresenta inicialmente um nível de produção q_1 . No curto prazo a empresa pode apenas obter o nível de produção q_2 se o insumo for de L_1 para L_3 , dado que o capital está fixo. No longo prazo o custo pode ser menor com o aumento do trabalho de L_1 para L_2 e do capital de K_1 para K_2 .

No longo prazo, a capacidade de alterar o nível de capital permite que a firma diminua seus custos. Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010), o fator determinante no formato das curvas de custo médio e marginal de longo prazo está entre a escala de operação da firma com os insumos necessários na produção. Em uma empresa que apresenta rendimento constante da produção ao dobrar os insumos, geraria a duplicação no nível de produção, mas em uma firma com rendimento crescente de escala a duplicação de insumos levaria o nível de produção a aumentar em mais que o dobro de sua antiga produção, fazendo com que o custo médio caia.

Na figura 2.3, abaixo, percebe-se como as curvas de custo de curto e longo prazo estão relacionadas, as curvas de médio e longo prazo tem a forma de U e são mais planas que a curva de curto prazo.

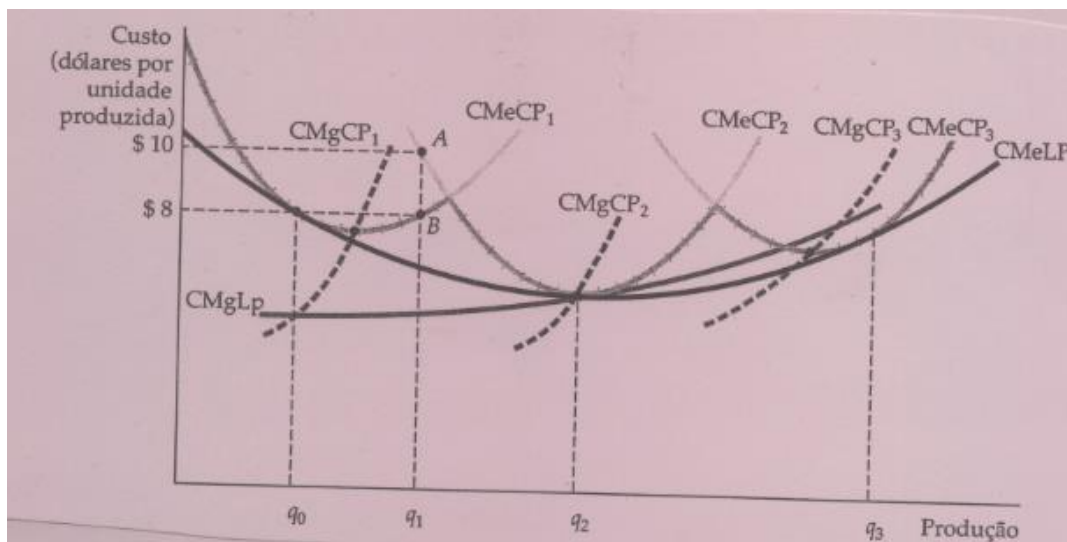


Figura 2.3: Custos no longo prazo com economias de escala

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, 2009, p.216

Percebe-se, na figura acima, que ocorrem economias e deseconomias de escala e os pontos de minimização de custos médios no curto prazo não ocorrem sobre a curva de custo médio de longo prazo. Segundo Mankiw (2009), os custos fixos são variáveis no longo prazo

e a curva de custo total médio de longo prazo se diferencia da curva de custo total médio de curto prazo.

2.6 ECONOMIAS DE ESCALA NO SETOR PETROLÍFERO

Em uma empresa que tem a capacidade de dobrar o seu nível de produção com menos do que o dobro de seus custos, chama-se essa característica de economia de escala. Economia de escala é um termo mais amplo do que o rendimento de escala, pois permite que um arranjo de insumos se altere à medida em que a firma altera o seu nível de produção, enquanto no rendimento de escala crescente, por exemplo, a produção mais que dobra ao ter os seus insumos inflados. Então, uma economia de escala ocorre quando para dobrar a produção não é necessário duplicar seus custos (PINDYCK; RUBINFELD,2010).

Para Mankiw (2009), economia de escala é uma propriedade segundo a qual o custo total médio de longo prazo cai com o incremento na quantidade produzida. Deseconomias de escala é a propriedade na qual o custo total médio de longo prazo aumenta à medida em que a quantidade produzida é incrementada. Ocorre retorno constante de escala quando o custo total médio se mantém constante com o aumento da quantidade produzida pela empresa.

Segundo Pinto Junior (2007), obtendo-se determinado nível de economia de escala técnica obtém-se uma redução de custos, devido à duas razões econômicas: i) a desproporcionalidade entre a escala das plantas e os custos, relacionada pelo volume produzido e o custo unitário do produto; ii) indivisibilidade dos elementos de produção, que permite o melhor aproveitamento comum dos insumos, processos e maquinário nas diferentes unidades de produção de petróleo.

Ademais da economia de escala, percebe-se a redução dos custos gerado por inovações na organização, no planejamento, na tecnologia e engenharia de processos (convergência do *layout* e do controle, automatização e otimização), auxiliando nas necessidades de infraestrutura e da capacidade de depositar nas plantas.

2.7 BARREIRAS À ENTRADA

As barreiras de entrada em uma determinada indústria estão relacionadas com o possível bloqueio por parte das empresas já atuantes no setor, ou que dificultem a chegada de novas firmas (PORTER, 1979).

Segundo Pinto Junior (2007), a existência de barreira de entrada está relacionada à existência de alguma condição estrutural que concede às empresas existentes a prática de preço superior aos custos marginais de produção, o que gera lucros sem a necessidade da entrada de novas firmas (KUPFER, 2002).

Para Pinto Junior (2007), as vantagens para as firmas já estabelecidas em um setor onde existam barreiras de entrada seriam: i) vantagens absolutas de custos; ii) vantagens de diferenciação de produto; iii) vantagens de economia de escala.

As vantagens absolutas de custo detidas pelas empresas pertencentes ao setor seria da posse de determinada tecnologia mais eficiente – protegida legalmente por patentes que impedem ou torna-se dificultoso o acesso por novas empresas no setor; existência de economias derivadas do conhecimento acumulado – função do maior tempo de operação das empresas atuantes; acesso privilegiado a determinadas matérias primas; acesso aos financiamentos com algum subsídio ou condição mais favorável que as empresas interessadas no setor.

Vantagens de diferenciação de produto, detida por empresas em operação que advém de outras que desfrutam da lealdade dos consumidores em relação às marcas. Isso gera nas novas empresas do setor uma obrigação de cobrança de preços inferiores às marcas presentes, na tentativa de alterarem a preferência dos consumidores e/ou gastar valores elevados com marketing e publicidade para divulgar sua marca, fazendo com que os custos médios de produção subam.

Finalmente, as vantagens de economia de escala em benefício das empresas estabelecidas decorre da existência de consideráveis economias de escala na indústria e, de forma peculiar e importante, no setor petrolífero. Este caso é tratado na figura abaixo, para a qual o custo médio é decrescente até o grau de produção q_a (a escala mínima de eficiência), em seguida o custo médio é constante. Tratando de uma empresa que esteja produzindo em q_0 (de modo que $q_0 > q_a$) e cobrando um preço p_0 , acima do custo médio. Com isso, a entrada de uma nova empresa no setor fica inviável economicamente, gerado pela situação em que o

nível de escala mínima de eficiência é q_a , a nova oferta do setor seria de $q_0 + q_a$, que ocasionaria alteração do preço para o nível inferior ao custo médio. Se a nova empresa resolvesse produzir em um nível inferior a escala eficiente ($q < q_a$), ela estaria produzindo na faixa decrescente de custo médio, configurando uma desvantagem em relação às demais empresas estabelecidas no setor e que também não a tornaria lucrativa.

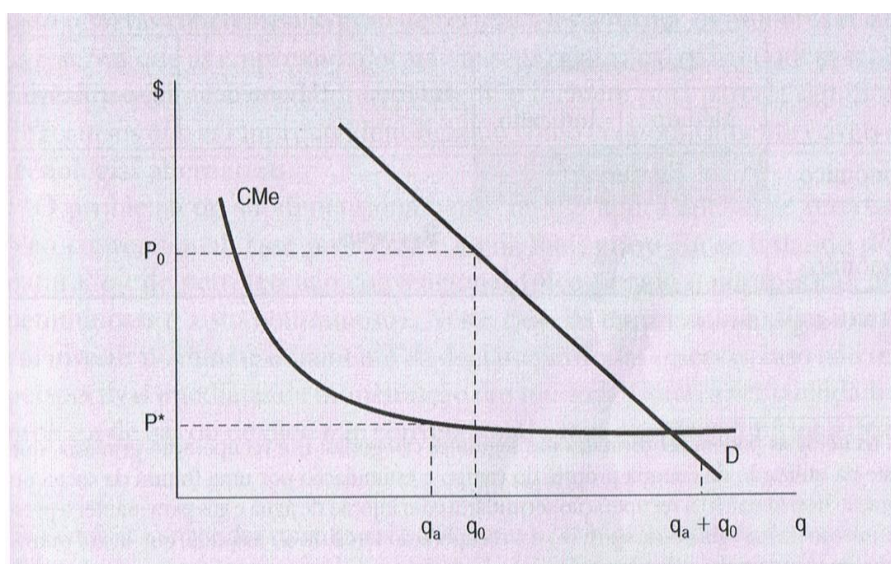


Figura 2.4: Economia de escala

Fonte: Pinto Junior, 2007, p.49

2.8 MONOPÓLIO E OLIGOPÓLIO

Em microeconomia, um mercado é competitivo quando não existem vantagens para consumidores ou vendedores, ou seja, eles não têm poder de mercado para influenciar no nível de preço do produto. Ocorre que, na maioria dos mercados existem situações em que determinada empresa ou o conjunto delas têm poder suficiente sobre o nível de preço. Nesses mercados, a quantidade vendida do produto será menor e o valor cobrado pelos produtos será maior que no mercado competitivo (VARIAN, 2012).

2.8.1 Monopólio

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010), o monopólio se caracteriza quando uma empresa detém um poder de mercado pela quantidade de empresas que atuam no determinado setor da economia. A existência de uma empresa no setor é chamada de monopólio puro e a

influência dela no setor dependerá apenas da elasticidade demandada no setor, quanto maior essa, maior a influência.

O poder de mercado de uma empresa no setor se dá através da possibilidade dela de colocar um preço superior ao custo marginal e que estima o poder da empresa através da proporção do preço que extrapola o custo marginal.

A existência de monopólio pode criar custos para economia e sociedade, já que o nível de produção está em grau inferior ao que estaria em um mercado competitivo, o que gera uma quantia excedente de comprador e de produtor.

2.8.2 Oligopólio

Oligopólio é uma forma semelhante ao monopólio. Nele poucas empresas são responsáveis por grande parte ou completa produção do setor. Como no mercado monopolista, as barreiras de entrada também são práticas adotadas em um mercado oligopolista, que tornam difícil ou impossível a entrada de novos participantes no setor. As barreiras de entrada são criadas porque as economias de escala podem não tornar o mercado tão lucrativo, com exceção para empresas que detenham patentes ou acesso a fontes tecnológicas que auxiliem contra os demais concorrentes.

As empresas atuantes no setor podem adotar estratégias para desencorajar novos entrantes. Entre as possíveis estratégias, um exemplo pode ser a produção variada e a quantidade de produtos no setor, forçando o preço geral a cair e fazendo com que empresas atuantes ou interessadas terminem por desistirem do setor. Para que essa política tenha crédito, aumenta-se a produção, fazendo-se com que haja uma abundância de capacidade produtiva.

A administração de empresas em um setor oligopolista é complexa e exige que a empresa estude com cautela suas ações, que terão impacto nas concorrentes e nas possíveis reações destas com a empresa (PINDYCK; RUBINFELD, 2010).

O Oligopólio é uma forma que prevalece na prática, que tem como uma das principais características a interdependência dos participantes da indústria (PINTO, 2007).

2.8.3 Cartel

Uma das situações de Oligopólio mais estudadas, tanto na parte teórica quanto empírica, é a organização de um cartel.

Em uma estrutura de cartel, ao contrário do oligopólio simples, algumas empresas agem unidas para determinarem a quantidade a ser produzida, com certo nível de preços. A maioria dos cartéis é formada por uma parcela do total de empresas atuantes na indústria e, se uma parcela significativa adota os termos acordados da união de empresas, aliada à uma demanda por produtos inelástica, como no caso do petróleo (PINDYCK; RUBINFELD, 2010), o cartel terá poder de mercado suficiente para alterar o nível de preços bem acima, caso o setor esteja em um mercado competitivo.

A existência de um cartel é frequente em nível internacional, como no caso do petróleo, devido à regulação econômica em vários países, como nos EUA, apesar de muitos deles não adotarem ou o cartel ser implementado de forma ineficiente. Contudo, existe a formação do cartel da OPEP, trato feito entre os principais governos produtores de petróleo e gás, que acumula êxito desde sua criação 1960 (PINTO, J; 2007).

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2010) existem duas condições para que um cartel obtenha sucesso: a primeira delas é que as empresas que constituem um cartel estejam em uma organização estável e que seus membros estejam habilitados a criar normas relativas à preço e quantidade, e cumpram os termos do acordo, sendo que essa condição é mais difícil visto que as empresas do setor apresentam diferentes níveis de custo e estimativa para demanda e objetivo.

A última condição trata-se de flexibilidade em relação ao poder de mercado detido pelo cartel que se refere à capacidade das empresas fixarem o preço acima do custo de produção marginal. Caso exista problema no que tange à organização, ela disporá de pouca possibilidade de aumento dos preços se estiver em um mercado com alta demanda elástica. A possibilidade do cartel ter poder de monopólio, ou seja, poder de mercado sobre o mercado, é considerado o principal fator de sucesso para o cartel; caso exista ganhos possíveis relacionados à cooperação dos membros eles terão maiores incentivos para solucionar os problemas organizacionais.

Na figura 2.5, explica-se o poder de mercado que a OPEP detém sobre a indústria de petróleo. DT é a curva de demanda e Sc é a curva de oferta competitiva (sem OPEP). A

demanda da OPEP é a diferença entre DT e S_c (D_{OPEP}). Dado que a demanda e oferta é inelástica, a demanda da OPEP não é diferente. Com isso, a OPEP maximizará seus lucros no ponto P^* , que fica na intersecção das curvas de receita e custo marginal. Se a OPEP não existisse, o preço seria P_c .

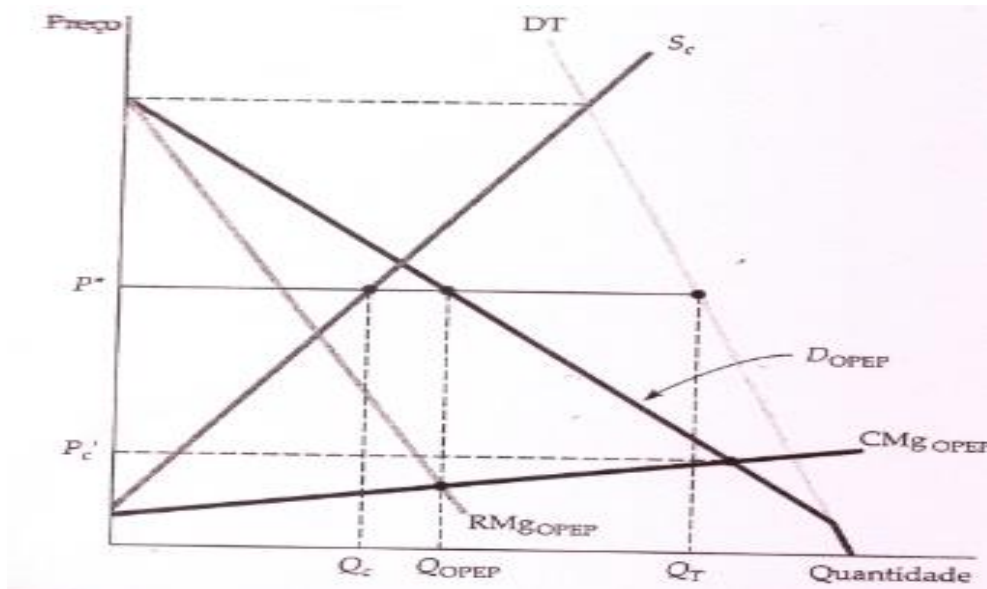


Figura 2.5: Cartel Opep

Fonte: Pindyck; Rubinfeld, 2009, p.416

2.8.3.1 Modelo de Cournot

O economista francês Augustin Cournot usou, em 1838, pela primeira vez, um modelo de duopólio que posteriormente veio a se chamar “modelo de Cournot”. Nele supõe-se que duas firmas produzam um produto homogêneo e tenham informação a respeito da curva de demanda do setor em que atuam. Nesse modelo, cada firma decidirá a quantidade que produzirá, sendo que as estas deverão tomar suas decisões ao mesmo tempo em que na tomada de decisão da firma ela levará em consideração a curva de produção da concorrente. Ela tem o conhecimento sobre qual firma concorrente também levará em consideração a sua curva de produção e o preço da mercadoria dependerá da quantidade total produzida pelas duas empresas (PINDYCK; RUBINFELD,2010).

O núcleo duro do modelo é que na tomada de decisão a respeito da quantidade a ser produzida, as empresas consideram fixa a quantidade a ser produzida pela concorrente.

2.9 RENDAS DIFERENCIAIS E DE MONOPÓLIO

David Ricardo, em 1815, estabeleceu o conceito de “renda da terra”, que advinha do ganho em diferentes níveis de produtividade de terras agrícolas. A ideia de renda está ligada ao direito sobre a propriedade. Uma determinada empresa reforça sua influência no mercado quando detém renda econômica. Com isso, os produtores agrícolas que gerissem as melhores terras (mais férteis) apropriar-se-iam de uma renda extraordinária, causada por um menor custo e uma melhor produtividade.

As rendas que estão no ceio das estruturas de custos variados entre produtores de um mesmo produto são chamadas de “rendas diferenciais”. Elas são geradas por uma vantagem econômica de determinadas unidades de produção relacionadas a outras que operam no setor, sendo todas inevitáveis à dinâmica do setor ou “equilíbrio do mercado”.

Para Pinto Junior (2007), as rendas diferenciais podem ser demonstradas por diversos fatores, em que classifica como:

- Rendas de posição, que se diferenciam no nível de dificuldade de acesso (águas ultra profundas, por exemplo) das jazidas.
- Rendas de localização, que derivam de menor ou maior proximidade geográfica das reservas em relação às regiões consumidoras, em que a jazida próxima a estas regiões detém de vantagem comparativa.
- Rendas tecnológicas, relacionadas aos variados níveis de tecnologia utilizados pelos diversos produtores, criando uma vantagem competitiva ao produtor que detenha a tecnologia mais eficiente.
- Rendas de qualidade, que estão ligadas aos atributos comerciais (rentabilidade maior) da jazida, por exemplo, os óleos leves que detém maior valor comercial.

A heterogeneidade das premissas de produção no setor petrolífero e de sua própria dinâmica é explicada em parte pela renda diferencial. Na IMP, a oferta do petróleo pode comportar tanto o petróleo extraído em determinadas regiões do oriente médio, onde o custo unitário médio é de valor próximo a US\$ 1 por barril produzido em campos gigantes em terra, mas que também pode atingir valores em torno de US\$ 20 por barril no mar do Norte (*offshore*) e ser um negócio lucrativo (PINTO, J; 2007).

Este aspecto torna o petróleo um produto especial no tratamento econômico. As possibilidades para se obter nível alto de renda diferencial (lucro extraordinário) e o grau de vantagem competitiva no setor petrolífero explica a concorrência entre as empresas ao redor do mundo na procura por acesso e controle das áreas com as melhores condições técnicas e econômicas.

O setor petrolífero, além de dispor de um ganho extraordinário advindo da “renda diferencial”, possui um ganho relacionado ao monopólio ou oligopólio, gerado através da influência que detêm no mercado. Devido à isso, a probabilidade de criação de um cartel é relevante. Na história da indústria petrolífera houve o surgimento de carteis, “sete irmãs”, no início do século XX, recentemente a OPEP. Em carteis as empresas atuantes têm o poder de influenciar o preço acima do custo marginal (PINTO, J; 2007).

Na figura 2.3, abaixo, retirada do livro de economia de energia (PINTO, J; 2007), são explicadas as rendas diferenciais e de monopólio. Supondo a existência de três empresas produtoras no setor (A, B, C), com grau de produção e de custos diferentes entre si, e apresentadas em forma de escala, devido à variação entre as empresas, o eixo Y representa custos e preços. No exemplo aqui colocado, supõe-se o preço do petróleo em US\$ 20,00 por barril da empresa C, que tem a estrutura de custos maior, vende o petróleo a esse preço e recebe o lucro normal da atividade. Com isso, qualquer empresa que tenha custo superior estaria gerando prejuízo. As empresas A e B apresentam rendas diferenciais. A empresa produtor A apresenta custo unitário de US\$ 2,00 por barril e ganha uma renda diferencial de US\$ 54,00, equivalente ao produto da venda comercializada de três unidades vezes US\$ 18,00, isto é, o preço menos seu custo unitário. O produtor B tem custos superiores a US\$ 8,00, mas um volume superior, que permite ter uma renda diferencial equivalente a seu preço menos o custo unitário, resultando em uma renda de US\$ 12,00 vezes cinco barris, que lhe proporciona US\$ 60,00.

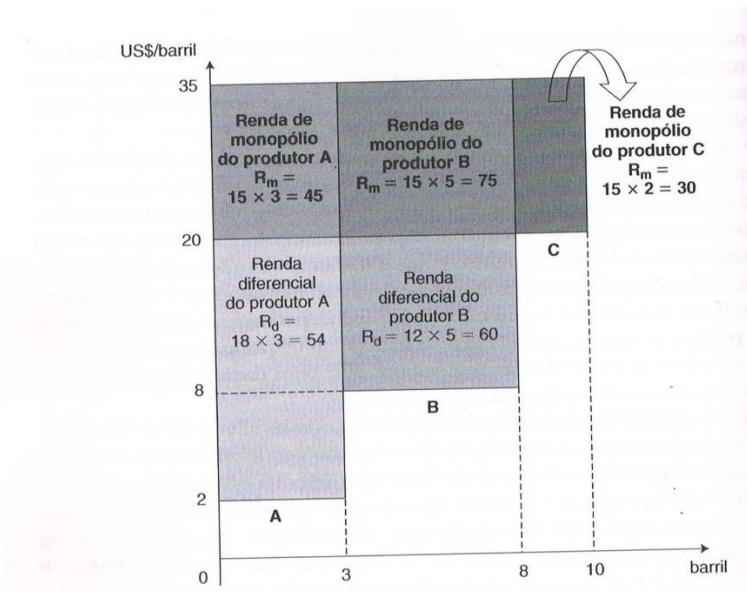


Figura 2.6: Renda diferencial

Fonte: Pinto, 2007, p. 58

No exemplo percebe-se a diferença entre custos, rendas diferenciais e o total da renda resultante. Entretanto a renda de monopólio é igual para as três empresas atuantes, isso é explicado pelo poder de mercado das empresas em fixar preços significativos. A renda unitária do monopólio no exemplo é igual ao preço de US\$ 35 menos 20 da renda diferencial de US\$ 20, que é igual a US\$ 15. O valor da renda do monopólio variará somente do volume produzido por cada empresa atuante no setor.

CAPÍTULO III – ASPECTOS GERAIS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA

O objetivo deste capítulo é apresentar o setor de produção econômica de petróleo em aspectos tais como: I) tipo do hidrocarboneto explorado; II) características do campo a ser explorado; III) diferenças no tratamento institucional. As alterações destas características afetam diretamente o custo de produção e exploração.

O que é comumente chamado de petróleo é uma mistura de diversos componentes orgânicos, em sua maior parte carbono e hidrogênio. Os produtos que podem ser extraídos deste orgânico são petróleo bruto, formado por componentes líquidos nas condições

ambientes e o gás natural, que corresponde aos componentes voláteis, sendo que este está associado ao petróleo bruto quando estiver em condições no reservatório.

Os reservatórios que se encontram subterrâneos de hidrocarbonetos se chamam comumente de reservas. Em média são extraídos somente 30% do volume disponível e esta fatia é o valor computado e denominado como reserva de petróleo (THOMAS, 2001, p. 204).

No tratamento econômico o petróleo é classificado como uma *commodity* definido de acordo com sua homogeneidade, mas na prática acaba inexistindo característica de homogeneidade, ou seja, petróleo igual ao outro. A busca por homogeneidade de produtos do petróleo desde o início da exploração comercial foi um dos formadores para o aproveitamento das economias de escala no processamento deste e no consumo destes derivados (YERGIN, 2011).

3.1 TRAJETÓRIA DO INVESTIMENTO EM PETRÓLEO NO BRASIL

Para analisar o futuro do setor petrolífero é importante examinar o passado da indústria petrolífera no Brasil. Segundo Giambiagi (2013) a operação comercial do petróleo inicia-se no ano de 1941, tendo como marco inicial a era Vargas, com a lei 2004, que concedia o monopólio sobre a exploração, produção e refino do petróleo para o governo.

A indústria era responsável por 2% do consumo doméstico e era considerada insignificante a produção nacional. Com a criação da Petrobrás o foco de exploração volta-se para o recôncavo baiano e a produção era em terra, esta fase dura até 1961. A partir do ano de 1961 começa-se a exploração *offshore* e atinge-se a produção diária de 95 mil barris.

A segunda etapa da indústria brasileira inicia-se com o início da produção *offshore* e o primeiro choque do petróleo é nesse intervalo, a produção salta para 170 mil barris diários no ano de 1973. Após o primeiro choque de petróleo o investimento no setor ganha maior força. Com a alta do preço do petróleo, tornou viável a produção das reservas de maior potencial em alto mar, mas evidenciou-se a importância estratégica para se diminuir a vulnerabilidade energética do Brasil na época. O país importava cerca de 80% do petróleo demandado e a volatilidade no preço causou sérios impactos negativos na balança comercial.

Nos anos de 1974 a 1985, em pleno regime militar, o investimento no *upstream* brasileiro aumentou em seis vezes, atingindo o valor de US\$ 3,6 bilhões em valores do ano de

2011. Foi nessa época que a bacia de campos, no estado do Rio de Janeiro, ganhou importância com a descoberta de grandes campos petrolíferos de Albacora e Marlim. Ao final do período, a produção estava em 550 mil barris diários.

Entre 1986 a 1997 houve um período de grandes mudanças estruturais no Brasil, além de instabilidade econômica e redução do preço de petróleo no mercado internacional. A combinação dos fatores fez com que os investimentos no setor fossem reduzidos em média 30% em comparação com o período anterior. Contudo, devido aos investimentos feitos anteriormente, a produção nacional atingiu a marca de 850 mil barris diários.

Com a criação da lei conhecida como lei do petróleo (lei 9478), em 1997, marca-se o início de um novo padrão de desenvolvimento no setor. Reformas são implementadas, a ANP é criada, a quebra do monopólio do petróleo detido pela estatal Petrobras é quebrado e adota-se o modelo de concessão, no qual as firmas começam a disputar as áreas a serem exploradas por meio de leilões realizados pela ANP.

Impulsionada pelas rodadas de licitação e a alta do preço do petróleo, os investimentos realizados pela Petrobrás entre 1998 e 2010 triplicaram em relação ao período de 1986 a 1997. A partir da instauração da lei do petróleo, novas empresas começaram a atuar no setor, fazendo com que a Petrobrás perdesse participação. A Petrobrás, em 2011, detinha 80% nos blocos *offshore* e a produção diária atingiu 2,2 milhões de barris dia, dos quais aproximadamente 92% era produzida pela Petrobrás.

3.2 CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO

No que se concerne às características do petróleo bruto existem convenções que padronizaram determinados tipos de petróleo de acordo com sua qualidade. Sua função é facilitar transações comerciais como *commodity* e referência financeira, sendo que os demais são considerados de qualidade inferior e contêm um deságio em relação aos principais, quando tratados a partir de preço e qualidade (VASSILIOU, 2009). Estes hidrocarbonetos de referência são: WTI (EUA), Brent (Reino Unido) e o Dubai (Golfo Persico).

Segundo Fahim et al (2010) e Zklo (2008), existem três aspectos qualitativos para os quais o petróleo pode ser caracterizado:

- i) **Densidade do óleo.** Determinada pelo API (American Petroleum Institute) onde é classificado como óleo leve, aquele que possui um grau API acima de 30°. O óleo médio tem entre 21° e 30° API. Por fim, o óleo considerado pesado tem grau API abaixo de 21. Quanto mais leve o óleo, maior a qualidade e menor o custo de beneficiamento do petróleo, conseqüentemente maior será seu valor.
- ii) **Tipos de hidrocarbonetos.** Óleo de base naftênica tem hidrocarbonetos cíclicos saturados e é utilizado na produção do asfalto. Em óleo de base parafínica os hidrocarbonetos saturados são predominantes. Já óleo com base aromática é ideal para indústria petroquímica. O tipo do hidrocarboneto possui a capacidade de produzir inúmeros produtos derivados.
- iii) **O teor de enxofre.** Divide-se entre teor de enxofre “doce” ou “ácido”. Os óleos com menor enxofre (menos do que 0,5% de sua massa) são mais valorizados, pois o mesmo pode produzir chuva ácida. O óleo com teor mais alto de enxofre tem um custo mais elevado já que se necessita a eliminação do mesmo devidos às regulamentações ambientais.

Os óleos podem se diferenciar quanto a algumas características tais como: I) coloração (preto, castanho e castanho claro); II) viscosidade; III) densidade; IV) grau de liberação de gases (DREWS, 1998).

3.3 AMBIENTES EXPLORATÓRIOS E RESERVATÓRIOS

Segundo Thales Viegas (2013), a exploração de petróleo pode ser dividir entre seus principais ambientes: I) *onshore*; II) *offshore*; III) xisto IV) areias betuminosas e V) *tight oil*.

- ***Onshore***

Este modelo de exploração ocorre em terra, é o modelo de exploração mais antigo e comum no mundo. Na área de exploração é a pioneira e foi nela que iniciou e produziu as principais técnicas para extração do petróleo. É o lugar onde se consegue extrair petróleo com a tecnologia mais básica.

- ***Offshore***

É o modelo mais utilizado na exploração de petróleo no Brasil, que ocorre no mar que pode variar em águas rasas ou profundas, nele utiliza-se tecnologia própria para esse lugar.

- **Xisto**

Este modelo de exploração se deriva de uma rocha argilosa. Existem enormes jazidas dele ao redor do mundo. A extração dela é extremamente difícil e a técnica mais comum utiliza água com areia e produtos químicos.

- **Areia Betuminosa**

É uma forma de hidrocarboneto com alto teor de enxofre e viscosidade, encontra-se junto a betume e de grande dificuldade de exploração porque se encontra junto à argila.

- ***Tight Oil***

Sua exploração é de extrema dificuldade devido à baixa porosidade e permeabilidade e mais cara, causada por uma necessidade de perfuração maior e direcional das jazidas.

3.4 PRINCIPAIS SEGMENTOS DA CADEIA

A cadeia petrolífera é dividida principalmente em duas: uma é formada pela cadeia *downstream*, que envolve o refino e a distribuição do petróleo. A segunda é formada pelo *upstream*, que inclui a exploração e extração do petróleo cru. Segundo Rodrigues e Silva (2012), a indústria de petróleo pode se dividir em três segmentos:

1. Exploração e Produção (E&P): nesse segmento estão as empresas de Petróleo, nas quais exploram reservatórios subterrâneos e produzem descobertas de óleo e gás, utilizando poços perfurados através de reservas de óleo, gás e água, que são retirados quando se chega a superfície.
2. Refino: É formado por um conjunto de unidades de processamento que separam e processam os derivados do petróleo em produtos comercializáveis. Existem alguns

produtos petroquímicos que podem, em troca, ser enviados para as refinarias para que gerem uma mistura ou o processamento para que originem outros derivados, como a gasolina.

3. Transporte, distribuição e estocagem: é o momento do traslado do petróleo dos campos de produção para as refinarias e unidades de processamento. Normalmente transportado em dutos, caminhões, navios-tanque e barcaças. Os derivados são transportados similarmente até os pontos de venda em varejo.

3.4.1 Upstream

Esta parte da cadeia envolve a exploração do petróleo cru, aqui as empresas prospectam futuras regiões com potencial de exploração e, existindo sinais de petróleo, ocorre um estudo para a viabilidade econômica. A velocidade e o tempo de produção variam de acordo com o reservatório e da estratégia de empresa. Reservas maiores tendem a ter uma vida útil maior, ganho de escala maior e, conseqüente, um custo fixo menor (CLO, 2000).

No ano de 2014 no Brasil foram produzidos, em média, 2,3 milhões de barris dia, uma alta de 11,4% em relação ao ano anterior, devido ao crescimento da produção *offshore* do Pré-sal, segundo o anuário de 2014 da ANP, sendo que 92,5% foi em alto-mar (*offshore*). 82,4% do aumento de produção foi gerado pelo aumento da produção do Pré-sal, que teve uma média de produção diária de 492,7 mil barris dia e um aumento de 62,7% em relação ao ano anterior. O estado do Rio de Janeiro continua sendo o maior produtor do Brasil, com 68,4% e em segundo lugar o estado do Espírito Santo.

A relação reserva/produção (R/P) de petróleo, passou de 21,1 anos, em 2013, para 19,6 anos em 2014, causado pela produção que cresceu mais que a reservas.

3.4.2 Downstream

Após realizada a exploração e produção (*upstream*), inicia-se o processo de refino e distribuição do petróleo (*downstream*). O refino de petróleo varia muito de acordo com a qualidade, o petróleo de baixa qualidade pode ser transformado em derivados de grande complexidade, mas necessita de altos valores financeiros (ZKLO, 2008, p. 99-100). São

exemplos de modelo para o refino: destilação atmosférica; craqueamento e polimerização (FAVENNEE, 2001). No ano de 2014 o Brasil tinha 17 refinarias em atuação com a autorização da ANP para funcionamento da RNEST, em Ipojuca, estado de Pernambuco, com uma produção diária de 115 mil barris dia. A média por dia de Refino foi de 2,23 milhões de barris com grau de ocupação de 94,3%. Esse nível se perfez em números elevados para evitar maiores importações (ANP, 2014).

Em nível das maiores refinarias em produção no Brasil, segundo o anuário estatístico de 2014, da ANP estava em primeiro lugar. A REPLAN (Paulínia, SP), com uma média de 413,4 mil barris dia e 19,6% do total do que foi refinado no Brasil. Em seguida vieram RLAM (São Francisco do Conde, BA) com 14,3%; terceiro REVAP (São José dos Campos, SP) com 12,2%. As treze refinarias pertencentes a Petrobrás detém 98,2% da capacidade de refino do país.

3.4.3 Integração Vertical

As grandes empresas do setor buscam atuar nos dois segmentos principais da cadeia petrolífera (*upstream, downstream*) e a atuação de uma empresa em diversas etapas de uma mesma cadeia produtiva é chamada de integração vertical. Na indústria petrolífera, quando a empresa está presente no upstream e downstream ela é chamada de empresa integrada.

A integração vertical gera ganhos se aproveitar as economias de escala e escopo, como por exemplo a geração de sinergias e ganhos fiscais. Empresas que atuam em somente um dos dois segmentos são definidas como independentes (VIEGAS,T;2013).

3.5 ACESSOS A RECURSOS

Inicialmente a produção começou em terra e gerada por gigantes descobertas, principalmente no oriente médio, e fez com que a extração fosse feita a custo baixos devido à tecnologia rudimentar necessária. Ao longo do tempo foram feitas inúmeras descobertas em terra, o que fez aumentar a oferta de hidrocarbonetos, com a estrutura de custos baixos, fazendo com que o preço da commodity, durante muitos anos, mantivesse o preço relativamente baixo.

Em grande parte, os campos com uma estrutura de custos baixos ainda estão no oriente médio, já que não necessitou de grandes gastos com CAPEX e possuem baixo OPEX. Mas a realidade vai mudando e até mesmo nessas regiões a escassez de jazidas grandes e com custos baixos são cada vez menos recorrentes de encontrar (SOOD, 2011). Com isso, a necessidade de buscar novas fontes de hidrocarbonetos é um fenômeno recente, mas não novo. As primeiras tentativas já aconteceram no passado com o Golfo do México e que foi a força-motriz de trabalhadores para a exploração em áreas offshore como o mar do Norte (Escócia e Noruega), em que foi realizada através de improvisos com os equipamentos utilizados na exploração em terra. Com a exaustão de reservas, cria-se a necessidade de explorar áreas tidas antigamente como inacessíveis (PRIEST,2007), como águas ultra profundas e gás de xisto.

Entre as áreas exploradas *onshore* e *offshore*, quando comparadas, têm diferenças principalmente no tratamento de custos, devido às reservas *onshore* terem um custo inferior a segunda, mas com probabilidades de serem encontradas novas menores que a segunda. A atividade em exploração *offshore* pode se dividir em três: águas rasas, que no Brasil se encontra como exemplo o petróleo da bacia de campos; águas profundas e ultra profundas que pode ter de exemplo o Pré-sal. Não existe muito bem uma diferença consensual entre as três categorias.

3.6 MODELOS INSTITUCIONAIS

O Petróleo tem uma importância estratégica muito grande devido à importância que este tem na economia. Com isso, os governos tentam abocanhar parte da renda auferida do setor e aumentar a regulamentação sobre ela. Um motivo para explicar a relevância desta área são os governos possuírem a propensão e, desta forma, abocanharem a maior parte possível em tributos. Com isso, o tema custos ganha relevância para o setor: quanto maior a participação do governo sobre a renda do petróleo, maior a importância para a área de custos no setor. Nesta seção serão abordados os dois regimes regulatórios que existem no Brasil, regime de concessão e o mais novo sobre regime de partilha.

Antes da definição dos modelos, os governos selecionam as áreas a serem ofertadas às empresas e realizam um leilão público. Nesses casos, pessoas autorizadas pelo governo promovem a área em diversos países na tentativa de vendê-las para empresas interessadas. Existindo interesse por parte das empresas o governo vende um conjunto de informações para

que sejam realizados estudos com a intenção de analisar a possibilidade de participar do leilão. Segundo Rodrigues e Silva (2012), também caracterizam esses leilões fatos como:

- O governo define um valor mínimo por informações a respeito da área a ser leiloada e um trabalho programado mínimo.
- O programa de trabalho traça a quantia mínima de poços a ser explorada na região que deverá ser perfurada, a área mínima a ser estudada com levantamento sísmico e também o tempo mínimo para o término das atividades.
- Com a conclusão das atividades de período mínimo, a empresa deverá decidir se iniciará o processo de produção, que encontrou escala comercial ou se não encontrou a quantidade mínima para ser viável economicamente.
- Existindo interesse da empresa em produzir na área, ela determinará qual área produzirá em relação ao inicialmente concedido e devolver o restante da área para o governo, que poderá ser leiloada no futuro.

A situação acima é descrita por Rodrigues e Silva (2012) como característica de países produtores e que, assim, oferecem menor risco exploratório. Caso dos países que queiram desenvolver sua indústria petrolífera e geralmente se associam a grandes empresas, permitindo que estas conduzam o trabalho.

Os aspectos de regulação e fiscal, sobre o setor podem se dar por meio de três formas: I) a participação do governo sobre a renda petrolífera; II) regulação ambiental; III) e o conjunto de normas e regulações que tenham impacto sobre a formação dos custos das empresas. O modelo regulatório e fiscal pode ser definido como a divisão de recursos entre o setor público e privado. Para Johnston (2003), a regulação no seu conjunto pode ser definitiva no quesito de investir ou não em determinado projeto, já que influenciará na viabilidade econômica e determinante para atração de investimentos para a área em questão. Existem três modelos regulatórios: regime de concessão, regime de partilha, e contrato de serviços. Neste trabalho será avaliado somente os dois primeiros que são os adotados no setor brasileiro, mais precisamente na indústria *offshore*. O regime de contrato de serviços é muito utilizado em países do oriente médio e norte da África, como Argélia.

O modelo de concessão é o mais antigo e comum entre os países produtores, ele é utilizado em grande parte dos países que têm instituições mais maduras e que apresentam, conseqüentemente, maior risco na área exploratória. Através da concessão o governo cede à

empresa o direito de explorar e produzir e acaba por assumir todos os custos e riscos da exploração, mas existindo uma grande autonomia em relação à jazida. Nos demais regimes não ocorre a transferência de titularidade sobre a exploração para as empresas.

3.6.1 Regime de Concessão

Neste modelo, o risco exploratório fica todo para a empresa que ganha o direito de exploração, ficando a cargo, quando se trata de Brasil, a fiscalização das normas e regulamentações para ANP e o governo recebe compensações financeiras com o pagamento, por parte da empresa, em impostos, royalties, e demais contribuições presentes no regime de concessão. Mas, o pagamento de compensação ocorre somente se for viável economicamente na região exploratória e quando a produção se iniciar.

No regime de concessão existem dois modelos de concessão: i) Concessão pura e; ii) concessão com participação de estatal (TOLMASQUIM; PINTO, 2011).

No regime de concessão pura, a empresa ganha o direito de titularidade sobre a área a ser explorada e assume todos os custos e riscos exploratórios, mas o estado não tem controle sobre as decisões operacionais tomadas pela empresa, apenas verifica o cumprimento de normas e regulamentos. O governo recebe compromissos financeiros como impostos, royalties e demais contribuições, mas a empresa tem que cumprir obrigações exploratórias no tempo acordado, definido na concessão. É comum que governos adotem um valor mínimo para conteúdo local, como compras de equipamentos feitos no país, grau de utilização de mão de obra local, nível mínimo para geração de pesquisa e desenvolvimento como exemplo.

No segundo modelo de regime, o de concessão com participação de estatal, o grau de intervencionismo é maior por parte do governo devido à empresa estatal ser do governo, por isso torna-se parceiro do projeto. Nessa modelo de concessão a participação da empresa estatal é requisito para que ocorra a assinatura da concessão para a empresa que ganhar o direito de explorar a área. Nessa situação o governo, por participar da exploração através de uma empresa estatal, sofre com risco exploratório.

No que tange custos, acaba ocorrendo uma assimetria de informações, já que a empresa que atua na exploração e produção detém todas as informações a respeito dos seus

custos e o governo não tem muito conhecimento por falta de instrumentos, tendo como fonte as próprias empresas.

Segundo Giambiagi (2013), o marco regulatório de 1997, conhecida como lei do petróleo, determinou as regras para o *upstream* da indústria do petróleo no Brasil após o fim do monopólio, detido até então pela Petrobrás, com o objetivo de atrair investidores e a entrada de novas empresas, bem como incentivar a competição entre elas. Dois compromissos políticos nortearam a nova regulamentação: Primeiro uma tentativa de reestruturação da intervenção do estado, cedendo para o novo estabelecimento criado, a ANP, relativa autonomia administrativa e financeira. O segundo compromisso foi a manutenção da Petrobrás como estatal e presente em todos os setores da indústria petrolífera brasileira.

Pelo regime de concessão, a propriedade do hidrocarboneto, extraído durante a duração do contrato de concessão, que variava entre 20 a 30 anos, dependendo do bloco, é exclusiva do concessionário.

Outra característica descrita por Giambiagi (2013) consiste no regime fiscal específico que foi introduzido pela lei do petróleo:

- I. Bônus de assinatura, sendo a quantia ofertada pelo vencedor do leilão para obter a concessão, que não pode ser inferior ao determinado pela ANP no edital e devendo ser pago no momento da assinatura do contrato.
- II. Royalties, que constituem o recurso a ser pago pelo concessionário de exploração e produção (E&P) de hidrocarboneto, a partir do início da produção deste. Os royalties incidem diretamente sobre a receita bruta com a venda do petróleo, mediante aplicação de uma alíquota em relação a quantia produzida, variando de acordo com o preço de petróleo referência. O valor antes da lei do petróleo era de 5%, que passou a variar entre uma alíquota de 5% a 10%, dependendo dos riscos envolvidos.
- III. Participação Especial (PE) que se trata de uma compensação financeira extraordinária nos casos de grandes campos de petróleo a ser paga trimestralmente. Incide sobre a receita líquida e, tendo alíquotas progressivas, indo de isento 10%, 20%, 30%, 35% e 40%.
- IV. Pagamento sobre a ocupação ou retenção de área, que é apurado anualmente a partir da assinatura do contrato. A participação de terceiros refere-se ao

pagamento das áreas que se encontram em terra e tendo uma alíquota entre 0,5% e 1% da produção do hidrocarboneto.

Segundo Giambiagi (2013), o regime de concessão no Brasil obteve certo sucesso a partir da lei do petróleo (1997) e em sintonia com a lei 9478 de 2007. Ao ampliar o investimento no setor, o arcabouço resultante teve três pilares básicos: estabilidade regulatória, segurança jurídica e respeito às regras do mercado.

3.6.2 Regime de Partilha

O primeiro país que passou a adotar este regime foi a Indonésia, em 1960, regime chamado de “*Production Sharing Agreement*” – (PSA) (Johnston, 1994). A utilização deste modelo se deve à tentativa de equilíbrio de forças, já que as empresas que atuam no setor detêm mais informações técnicas e também capital do que o governo, segundo Johnston (1994). Nesse modelo de regime é comum que as empresas nacionais participem como parceiras das empresas internacionais e estas correndo com os riscos.

No regime de partilha, a propriedade do petróleo produzido fica a cargo da estatal após ser extraído. Contudo, ocorre uma divisão entre os agentes que participam da exploração, pagando as empresas que participaram pelos custos que tiveram e riscos. No modelo, o pagamento pelos custos incorridos e riscos é feito em petróleo, sendo que este é feito no momento em que foi definido anteriormente no acordo.

A definição de empresas que atuam neste modelo pode ser definida pelo governo através de licitação ou escolha direta da empresa. A participação financeira para o governo vem através dos impostos, como o de renda e CSLL, como no caso do Brasil, com o pagamento de royalties e pela participação da estatal na partilha da produção.

Segundo Giambiagi (2013), no regime de partilha ela é especial e substituída pela partilha do “excedente de óleo” que é definido como a diferença entre o óleo total produzido e a parcela necessária para compensar os custos e investimentos gerados na atividade de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação da jazida e os royalties devidos. Na partilha, o governo fica com o risco de mercado, já que recebe a sua parcela em óleo, que o obriga a se engajar na comercialização do produto.

Importante característica da partilha reside no fato de que a escolha das empresas é baseada somente no valor a ser recebido do excedente do óleo. Se houver elevação de custos ou queda da produção, a diferença é compensada pela redução da parte governamental, gerando um menor estímulo por eficiência por parte das empresas.

No regime de partilha no Brasil existe o pagamento de bônus de assinatura, royalties de 15% da produção, e não existe pagamento de participação especial. Por fim, existe pagamento mínimo em óleo, definido em edital, que serve como critério para escolha do concessionário (LIMA; 2013).

3.6.3 Diferença entre Concessão e Partilha

Uma diferença entre os dois regimes está no que tange a titularidade sobre a área a ser explorada após ser produzida. No regime de concessão a empresa que ganha a concessão detém a posse sobre o produto produzido. No regime de partilha o petróleo produzido é dividido pela empresa estatal entre os agentes, como os riscos e custos incorridos.

O regime de partilha pode ser mais adequado para regiões onde tanto o risco da exploração é baixo quanto o custo também. Neste regime a empresa tem o direito de recuperar o custo realizado com a produção, então as empresas estariam propícias a aceitar um volume menor de petróleo a ser recebido, mas o inverso ocorreria e seria mais difícil para o governo atrair investidores, existindo um risco geológico maior.

O Modelo de concessão seria mais indicado para regiões onde possa existir um risco exploratório maior, o que facilitaria a entrada de investidores no setor, mesmo quando a escolha entre um regime ou outro não envolva somente temas econômicos. O regime de partilha é usado pelo poder que concede a estatais e ao governo, conseqüente, sobre o setor petrolífero.

Segundo Giambiagi (2013), característica maior sobre os dois modelos está no poder que o regime de partilha concede para a intervenção do estado sobre o setor e impacto em três questões básicas:

- Origem dos recursos: envolve o capital humano com equipes qualificadas; mão de obra para execução dos serviços; recursos naturais para produzir os insumos

requeridos; o capital na forma de equipamentos, máquinas, navios e plataformas; e o capital na forma de financiamento das operações.

- O ritmo de exploração do Pré-sal: quanto maior a participação da Petrobrás, mais lento e dependente das condições do mercado estará à produção.
- A forma do investimento: elevação do grau de intervenção governamental sobre a exploração e produção, com o governo intervindo em todas as etapas da atividade.

CAPÍTULO IV – ESTRUTURA DE CUSTOS NA PRODUÇÃO E EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

Na indústria de petróleo existem alguns fatores que influenciam a formação de custos na dinâmica do mercado e que serão estudados neste capítulo, uma vez que o capítulo anterior tenha sido fundamental para um maior entendimento sobre a indústria petrolífera. Existem fatores que influenciam os custos como o preço do petróleo, que serve como um atrativo para investir e influenciar os custos e a mão de obra no setor, com uma escassez relativa de empregados bem qualificados.

O objetivo deste capítulo está em abordar a estrutura de custos com fatores que são controláveis e não controláveis. Analisar como se distribui os custos e como se comportam as variáveis será um elemento a ser avaliado. Os fatores não controláveis seriam, por exemplo, os insumos básicos como a própria *commodity*; o valor da mão de obra; disponibilidade das empresas prestadoras de serviços que definem preços e a capacidade de negociação. Já a variável controlável, como exemplo, são a capacidade da empresa em inovar e implementar as novas tecnologias e decisões organizacionais.

A volatilidade e a rapidez das mudanças de preços do petróleo e custo do capital fazem com que as decisões de investimento, gestão de risco e gerenciamento da operação sejam constantemente alterados, influenciando as estratégias das empresas atuantes no setor. Com isso, as empresas têm um alto controle dos processos, como por exemplo a contratação de suprimentos e o controle de custos.

Alguns diferenciais a respeito das competências das empresas: i) no início do projeto de investimento se encontram as maiores possibilidades de ganhos relativos à redução de custos, com o planejamento e especificação do projeto específico; ii) nos processos de planejamento e execução do projeto realiza uma estimativa de custos condizente com o projeto; iii) analisar e criar uma boa estratégia no que envolve a contratação, para que os agentes realizem um trabalho eficiente na tentativa de otimizar tempo, custo e qualidade envolvidos.

A distribuição entre os diversos termos da estrutura de custos da exploração pode variar de um projeto para outro, que pode ser o lugar onde se encontra a jazida, as características, a natureza do petróleo, o regime fiscal, as inovações e transformações no setor. Entretanto, é possível dividir a estrutura de custos em três principais: i) custo para explorar,

desenvolver e produzir; ii) custo de capital; iii) custo operacional (WRIGHT; GALLUN, 2008).

As melhores oportunidades para que ocorra um ganho com a redução de custos se encontram nas fases iniciais de planejamento. O poder das firmas de alterarem os custos no início são altas, mas são decrescentes ao longo do tempo. Com isso, é fundamental mapear as possíveis armadilhas e analisá-las de forma sistêmica no gerenciamento do projeto (ERNST & YOUNG, 2012). Ao final do projeto torna-se mais caro refazer um trabalho ou alterar algum processo, impactando no tempo do projeto.

4.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Nessa etapa, devido aos riscos incorridos e a busca por petróleo, os custos podem ter uma ampla variação de valores, de acordo com as características da área explorada. Os gastos com a prospecção e avaliação estão ligados aos dados sísmicos e pesquisas geológicas, perfuração de poços, testes de pressão e formação são alguns dos custos relacionados (BYRNE, PATEY; GREEN, 2007).

Segundo Rodrigues e Silva (2012), são gastos de exploração os custos incorridos com sua exploração que envolvem exames na identificação da área e em áreas específicas onde existam chances de encontrar hidrocarbonetos. Segundo ANP, na portaria N. 10/99, caracteriza custos com exploração como:

- a. Custos de geologia e geofísica: estudos topográficos, geológicos e geofísicos, direito de acesso às propriedades das áreas e custos com os profissionais especializados para conduzir os estudos.
- b. Custos de retenção de propriedades não desenvolvidas: são relacionados com o direito de propriedade, que inclui impostos e outros custos com a manutenção.
- c. Aquisição de dados sísmicos: são custos decorridos a serviços prestados por aquisição de informações relativas à geologia e geofísica específicas durante a perfuração de áreas vizinhas.
- d. Custos com a perfuração e equipamento do poço explorado.

São incluídos nesses custos aqueles incorridos com a infraestrutura necessária para montar as atividades de exploração. Em uma jornada exploratória, os gastos com a perfuração são os mais significativos e entre os mais caros no desenvolvimento de campos em águas profundas. Os custos com perfuração em uma campanha *offshore* varia conforme o i) conhecimento sobre a formação geológica; ii) profundidade da lamina d'água; iii) distância da costa; iv) condições ambientais do local a ser explorado; v) tamanho da distância a ser perfurada. Esse conhecimento sobre essas variáveis interfere nos custos dos equipamentos a serem utilizados e no tempo a ser utilizado (MORTADA, 1977).

Os custos com a perfuração são muito dispendiosos, como por exemplo a exploração do campo de Tupi, em 2005, que teve um custo de US\$ 240 milhões e levou um ano para ser concluído, segundo reportagem da época (G1), devido às condições como a distância da costa e a profundidade do poço.

Quanto maior a distância para que seja perfurado maior a quantidade de diárias a ser utilizadas com os equipamentos. Se as condições ambientais forem adversas, o grau de modernidade dos equipamentos será maior no selamento do poço. As perfurações em alto mar e com profundidade maior, além de terem gasto maior, necessitam de uma tecnologia a ser desenvolvida para adaptação dos equipamentos, como no caso do Pré-sal.

4.2 CUSTOS DE DESENVOLVIMENTO

Os custos do desenvolvimento são aqueles realizados para prover acesso às reservas provadas, fornece meios que compreendem às instalações utilizadas e equipamentos necessários à extração, tratamento, acúmulo e estocagem de óleo e gás.

Segundo Rodrigues e Silva (2012), define-se gasto com desenvolvimento como o custo: i) para obter acesso às locações e perfurações, equipar os poços de desenvolvimento, poços de serviço, incluindo com plataformas, de equipamentos, tais como o custo para revestimento, tubulação, e outros equipamentos específicos; ii) adquirir, construir e preparar instalações de produção; iii) construção de sistemas de recuperação que são equipamentos com o propósito de conseguir uma produção maior do que se fosse somente utilizada a energia natural do reservatório.

Após as fases de exploração e avaliação, existem custos relacionados ao desenvolvimento da jazida e que pode variar de acordo com algumas variáveis tais como: i) Condições meteorológicas no alto mar; ii) modelo da plataforma a ser utilizada; iii) comportamento do reservatório; iv) temperatura, pressão e conteúdo; v) profundidade do campo a ser explorado; vi) profundidade da lamina d'água; vii) quantidade de poços necessários; viii) ritmo da produção. Tais aspetos influenciam os custos e o tempo gasto (FENG, 2010).

A empresa operadora contrata uma EPCista, que é uma empresa responsável por construir as instalações e subcontratar os funcionários. Há diferentes modelos de contratos, cada um com seu mecanismo de remuneração, utilizado pelas petroleiras para o desenvolvimento dos projetos de E&P. As principais características são apresentadas a seguir: (BERENDS, 2007; MERROW, 2011)

- Preço global: nele são definidas as tarefas a serem feitas e os gastos associados em que a empresa contratada por um valor fixo ou prefixado. A descrição dos detalhes é importante, já que ocorrendo mudanças os custos também mudam. (AL-ABED, 2004; AL-DUBAISI, 2000; LOTFIAN et al., 2010; SEELEY, 1986)
- Contrato reembolsável: nele o contratado é restituído pelos custos realizados no trabalho contratado, adicionado ao valor de sua remuneração.
- Contrato misto: o trabalho é feito envolvendo parte dos contratos por preço global e contrato reembolsável.
- Contrato de aliança, neste modelo de contrato é formado uma *joint venture* entre a contratada e a contratante para executar o projeto.

4.3 CUSTO DE PRODUÇÃO

Após o desenvolvimento, a empresa vai para a etapa seguinte, que é o começo da produção. O processo de estimação de custos é central para um projeto petrolífero e, como já visto, quanto mais detalhada essa análise, maior a chance do estimado se aproximar do realizado. Abaixo estarão relacionados os custos ligados à produção do petróleo, como i) custo de operação e produção; ii) custo de desativação e abandono; iii) custo médio de descoberta e desenvolvimento (CAPEX); iv) custo médio por barril produzido.

4.3.1 Custo de Operação e Produção

Segundo Rodrigues & Silva (2012), custos com produção estão relacionados à retirada, acúmulo, tratamento, processamento do campo e estocagem, incluindo equipamentos para estocagem, terminais marítimos e oleodutos.

Ele considera como custos de produção:

- a. Custos com mão de obra para gerenciar e operar o campo petrolífero e as instalações e equipamentos.
- b. Reparos e manutenção.
- c. Suprimentos, materiais e combustíveis consumidos para o trabalho dos campos e instalações de equipamentos necessários.
- d. Seguros aplicáveis a propriedades provadas.
- e. Impostos de extração.
- f. Amortização e exaustão das reservas

Considera como impostos de extração os royalties e a participação especial e trata que a depreciação e amortização faz parte dos custos do óleo e gás, mesmo o tratamento da SEC não tratar de amortização como custo de produção.

Rodrigues e Silva (2012) divide os custos de produção em diretos e indiretos. Custos diretos estão relacionados diretamente à produção de petróleo e gás, como exemplo ele caracteriza:

- Mão de obra: é custo incorrido para gerenciar e operar o campo petrolífero e os seus equipamentos necessários, onde inclui os salários e benefícios para os empregados que trabalham diretamente no campo produtor de petróleo.
- Operações de retrabalho: São custos incorridos na finalidade de restaurar a produção do poço, que se encontra abaixo do seu potencial por diversas razões, entre elas falhas de equipamentos. Algumas intervenções podem ter como objetivo produzir em outro horizonte, podendo ser uma profundidade maior ou menor com o propósito de estimular e aumentar a produção de petróleo, que é chamada na indústria do petróleo de recompleteção.
- Reparos e manutenção de equipamentos: são considerados custos de produção os custos com reparos e manutenção quando o custo não interfere no aumento substancial

da vida útil do equipamento. São exemplos de custos de reparos e manutenção de equipamentos; tratadores, tanques, máquinas e instalações.

- Suprimentos, materiais e combustíveis: esses custos incorridos estão relacionados geralmente com manutenção e reparo de poços, já os combustíveis são usados para manuseio de máquinas ou na propriedade mineral.
- Imposto de extração: os impostos são gerados na quantidade de petróleo e gás extraído. No Brasil é exemplo desta modalidade os *royalties* e a participação especial.

Segundo Rodrigues e Silva (2012), os principais custos indiretos:

- Custos de operação e depreciação: É a participação de custos gerados com a operação e depreciação dos equipamentos e instalações alocadas no meio da produção. A depreciação se utiliza do método da linha reta, já que a vida útil do equipamento pode ser diferente da vida útil do reservatório, podendo ser usado este equipamento em outra jazida a ser explorada.
- Descarte de água salgada: é um resíduo que deve apresentar um descarte de forma correta e ambientalmente segura.
- Custos gerais (*overhead*): são os custos incorridos com a parte administrativa e que não foram relacionadas diretamente com a operação, são custos incorridos em poços comprovados que são rateados.

A administração dos custos operacionais é fundamental para que os valores realizados não se desloquem do que foi estimado e influenciem na rentabilidade do projeto. O risco do projeto deve estar relacionado à taxa de retorno do projeto. Na realização de uma viabilidade econômica de um projeto, as incertezas sobre os custos operacionais são maiores do que o custo de capital devido à linha do tempo, onde eventos inconvenientes têm uma maior probabilidade de ocorrer. Com isso, uma política preventiva e de manutenção é decisiva para manter os custos operacionais controlados. Esta política pode ser adotada através de uma manutenção preventiva ou por falha, a união das duas pode gerar ganhos com eficiência no que se trata de custos. Uma política de manutenção por falha por ser efetuada sozinha para equipamentos que não gerem risco a vida dos trabalhadores. Já na presença de risco contra a

vida deve ser adotada uma política preventiva, que gera custos superiores se comparada à primeira (VIEGAS, T; 2013).

O custo de operação de uma empresa é desembolsado através do tempo útil da jazida, que geralmente é de décadas. Ele pode ser menor ou maior, de acordo com as políticas adotadas pela empresa, no que se refere à manutenção por falha (mais barata) ou preventiva (mais cara).

Segundo a ANP, em seu anuário estatístico do ano de 2014, foram pagos em forma de *royalties* R\$ 18,5 bilhões, valor 13,5% superior ao ano anterior; em relação às compensações com participações especiais esse valor foi de R\$ 16,8 bilhões, aumento de 8,6% em relação ao ano anterior. Em 2014, o pagamento pela ocupação ou retenção de áreas exploratórias foi de R\$ 218,8 milhões. A lei do petróleo obriga empresas do setor a investir valores que variam entre 0,5% a 1% da receita bruta em P&D, conforme o regime exploratório, e este valor em 2014 foi de R\$ 1,4 bilhões.

4.3.2 Custo de Desativação

Segundo Rodrigues e Silva (2012), na jazida atingindo seu limite econômico existe a necessidade de fechar o campo petrolífero, como a selação até a região abaixo da superfície, que é chamado de tamponamento e deve se retirar as máquinas e equipamentos, mesmo alguns bens podendo ser usados, eles devem ser retirados do poço. Em áreas que produzem petróleo em terra (*onshore*), os custos de abandono não são elevados como nas regiões de produção em alto mar (*offshore*). Geralmente esses custos envolvem somente a retirada de dutos e plataformas. Após a desativação, a área explorada retorna para domínio do governo.

O campo petrolífero pode ser abandonado por diversos fatores como: i) a jazida apresentou não ser viável economicamente (poço seco); ii) o campo começou a apresentar custos superiores que as receitas auferidas e então passou a não ser viável; iii) campo deixou de produzir petróleo; iv) devido a algum acidente tornou-se não econômico produzir no campo; v) devido a estratégia da empresa; vi) campo apresentar riscos para os trabalhadores ou para a comunidade.

Para obter possíveis benefícios fiscais, as empresas petrolíferas geram o custo de abandono no último ano do campo petrolífero (PARENTE et al., 2006).

4.3.3 Custo médio de descoberta (CAPEX)

Uma das práticas na indústria petrolífera para avaliação de custos é analisar o dispêndio médio realizado por barril de petróleo na sua descoberta, que é expresso pelo custo do capital (CAPEX) por barril de óleo equivalente (BOE). É um parâmetro para comparação dos custos de desenvolvimento entre diversas empresas no setor.

A relação CAPEX/BOE pode fornecer algumas informações importantes para a empresa, como (GANDRA, R; 2013):

- Aproveitamento da infraestrutura, podendo sinalizar o nível de ocupação da empresa, como a folga na capacidade de uma plataforma.
- Relação sobre estimação do custo de capital gasto no projeto.
- Peculiaridades do projeto em relação à necessidade de tecnologia (alto ou baixo) e custo dispendido.
- Análise das condições geográficas na influência da viabilidade econômica através da infraestrutura necessária, exemplo ausência de infraestrutura mínima ou regiões com maior incidência de catástrofes.
- Condições regulatórias e fiscais como lei de conteúdo nacional e ICMS.

Empresas que fazem comparação entre seus projetos e tenham acesso a informações das empresas concorrentes tendem a ganhar uma vantagem competitiva (GANDRA, R; 2013).

4.3.4 Custo médio do barril produzido

O custo operacional por barril (OPEX) sobre BOE é um segundo parâmetro utilizado na indústria petrolífera, na avaliação de custos e desempenho. O OPEX pode variar consideravelmente entre os países, pois ele é gerado por diversos ambientes regulatórios e fiscais. Em cada etapa do projeto petrolífero existe uma possibilidade de ganho em relação ao seu custo, uma tendência de ser menor cada vez que vai se aproximando do fim da vida útil da jazida (VIEGAS, T; 2013).

4.4 PRINCIPAIS FATORES IMPACTANTES NOS CUSTOS

Serão avaliados nesta seção fatores principais que afetam os custos das empresas, mas que estas não detêm controle. Com a exaustão de grandes jazidas, os custos de OPEX e CAPEX aumentaram nos últimos anos, gerado em parte pelo aumento da demanda e do aumento na complexidade das regiões exploradas (VIEGAS, T;2013).

Primeiro será abordado a influência do preço do petróleo nos custos; segundo o uso da capacidade produtiva; terceiro a influência do câmbio nos custos; e por último a mão de obra especializada.

4.4.1 Preço do Petróleo

Os valores estabelecidos são marcados na história pela alta volatilidade. Por causa disso os investimentos feitos no setor são considerados cíclicos. Vários fatores influenciam o curso do petróleo, entre os principais o aumento do preço do petróleo se deve: i) à insuficiência de petróleo no mercado, o que influenciou no preço de seus derivados; ii) ao aumento dos custos, devido aos fatores regulatórios, geológicos e em relação a oferta e demanda de suprimentos; iii) e ao mercado financeiro, onde o preço do petróleo é negociado (VIEGAS, T; 2013).

Quando o preço de petróleo aumenta, ocorre o incentivo para incorporação de novas fontes de petróleo com custo superior. Na existência de um aumento de demanda, automaticamente gera um levantamento do preço do petróleo, o que, em um segundo momento pode gerar uma queda da demanda e estimular a diminuição do preço de petróleo. No momento em que o preço do petróleo assume uma tendência de queda do preço, os projetos com custos superiores são os primeiros a serem desativados.

O preço de petróleo maior influencia os custos por meio de alguns fatores como: i) a exploração de jazidas de petróleo com custo superior devido ao preço do petróleo; ii) maior disponibilidade de caixa o que gera um maior nível de investimento; iii) incremento do preço de derivados e suas matérias primas (VIEGAS, T; 2013).

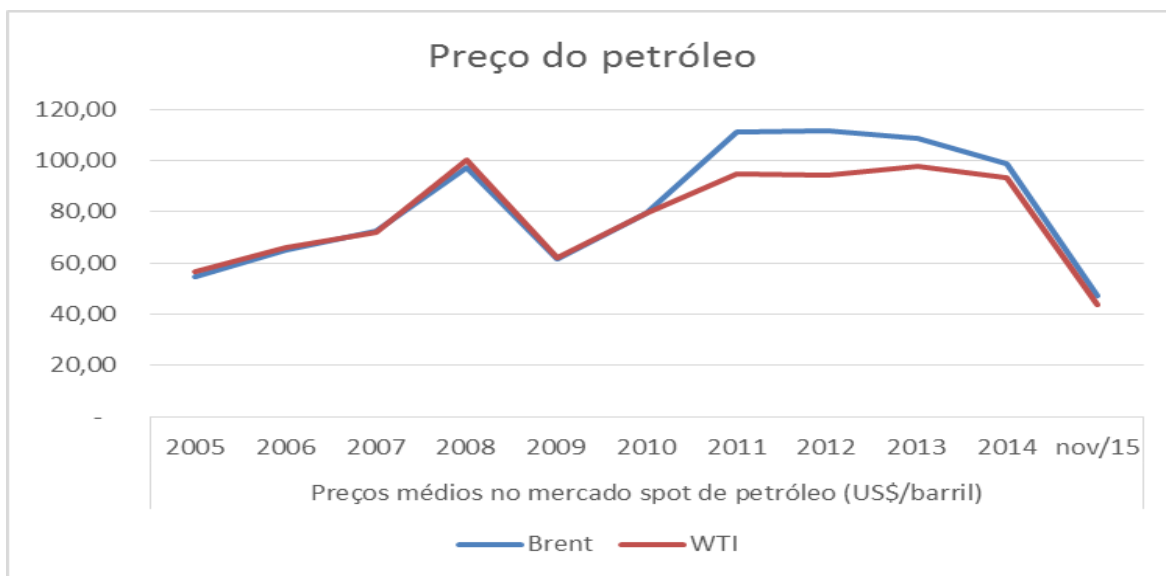


Gráfico 4.1: Preço do Petróleo

Fonte: adaptado da ANP, 2014

4.4.2 Uso da Capacidade Produtiva

A volatilidade do preço do petróleo gera uma oscilação na capacidade produtiva da indústria petrolífera. O aumento da capacidade ociosa no impacto dos custos merece um destaque no setor, como exemplo o setor da construção naval, que são impactados pelo preço do aço e a disponibilidade em estaleiros. O segundo exemplo pode se dar no setor de perfuração em que, existindo pouca demanda o custo dos serviços tendem a cair. Quanto maior o nível de atividade dos equipamentos, os custos destes serviços tendem a aumentar.

O nível de ociosidade da indústria impacta os custos por três variáveis: com baixa ocupação o custo fixo unitário tende a ser maior; com o alto grau de ocupação, os fornecedores tendem a influenciar os custos para cima; sinaliza o poder de resposta do setor em relação a oferta, frente ao incremento da demanda com o nível de preços estável (VIEGAS, T; 2013).

4.4.3 Impacto do câmbio nos custos

Os preços dos principais componentes da indústria do petróleo são baseados em dólar, causado pela grande internacionalização que o setor detém. Por causa disso a volatilidade do dólar em relação às demais moedas, relacionada com os movimentos cíclicos da economia mundial e regional, gerando apreciações e depreciações do dólar e, conseqüentemente, afetando o preço e seus custos (BLANCHARD, O; 2011).

No caso de uma depreciação do dólar em relação às demais moedas, os fornecedores podem gerar uma pressão de aumento dos preços dos insumos em dólar, causado pelo aumento dos custos em moeda local. Na atividade, isso decorreria de um risco cambial, mas que no setor petrolífero, devido ao dólar ser a principal referência para os pagamentos dos contratos, estão sujeitas a esse risco (VIEGAS, T;2013).

4.4.4 Mão de obra especializada

No setor petrolífero muitas empresas enfrentam dificuldade com a escassez de profissionais qualificados e que, em determinados momentos, muitas empresas contrataram pessoas que não tinham experiência para atuar no setor, o que gerou aumento nos custos de contratação. Com cenário de falta de profissionais qualificados, além de tornar difícil encontrar pessoas especializadas faz com que os custos com salários dos trabalhadores altamente qualificados aumentem (VIEGAS, T;2013).

4.5 CUSTOS NA PETROBRÁS

Nesta seção é realizada uma avaliação superficial dos custos na exploração do petróleo na tentativa de aproximar com o contexto da produção brasileira, já que esta é a maior empresa do setor na indústria nacional.

O custo médio para Petrobrás seria o custo do produto vendido e envolve todos os produtos vendidos, como por exemplo, produtos químicos e derivados do petróleo. Nesta linha, no setor de Exploração e Produção (E&P), os custos foram de 58,8 bilhões de reais no

período de janeiro a setembro de 2015, queda de 3% em relação ao mesmo período do ano de 2014 (60,64 bilhões de reais)

Segundo dados financeiros da Petrobrás, os custos em exploração nos últimos dez trimestres foram impactados em sua maior parte por aumentos de gastos com pessoal (trimestres de 2013.3 e 2014.1), maiores gastos em intervenções em poços (2013.4), manutenção de plataformas (2014.3). Nos últimos trimestres ocorreram uma queda dos custos com base de efeitos cambiais (2015.1) e diminuição dos custos com intervenções em poços (2015.2).

No ano de 2014 (jan/set) a empresa teve despesas com acordos coletivos de trabalho e somente no setor de Exploração e Produção (E&P), de 397 milhões de reais, no ano de 2015 esta linha não apareceu.

Na questão de paradas não programadas e gastos pré-operacionais foram gastos, segundo a empresa, 1,919 bilhões de reais no ano de 2015 (jan/set), aumento de 25% se comparado ao mesmo período de 2014, devido aos maiores gastos no primeiro trimestre de 2015 se comparado ao de 2014.

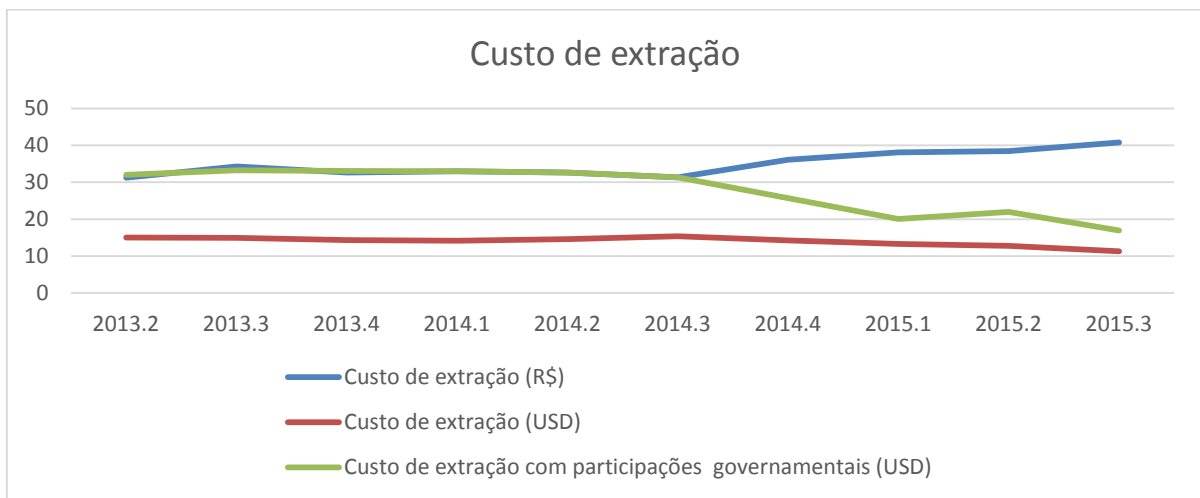


Gráfico 4.2: Custo de extração

Fonte: PETROBRÁS, 2015

Em relação ao custo de extração com as participações governamentais, percebe-se uma queda relevante a partir do trimestre 2014.3, causada pela queda do Preço médio de referência do petróleo nacional, que leva em consideração o preço de petróleo tipo Brent e é atualizada constantemente.

Os custos de extração no Brasil são sensivelmente maiores do que a média mundial, por exemplo, no segundo trimestre de 2015 os custos de extração no Brasil estavam em USD 12,71 e a média mundial se encontrava em USD 7,16 (custo de extração no Brasil foi aproximadamente 77,5% maior que a média mundial). A média dos últimos dez trimestres foi de USD 14,33 no Brasil contra USD 9,07 no mundo, com custos de extração no Brasil aproximadamente 58% acima da média mundial (PETROBRÁS, 2015).

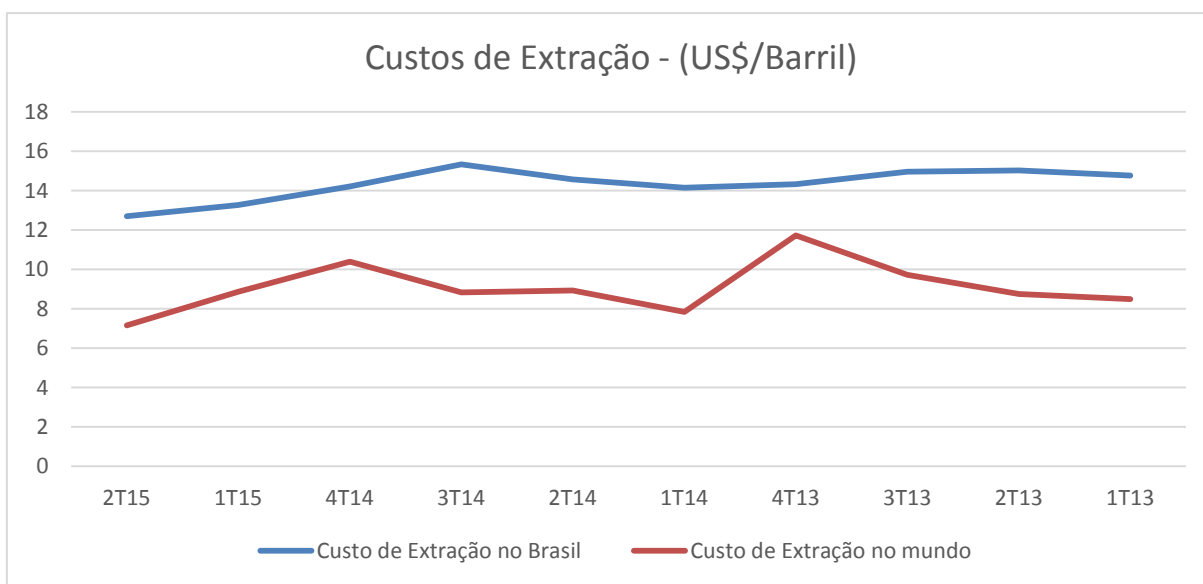


Gráfico 4.3: Custo de extração Brasil versus Mundo

Fonte: adaptado da PETROBRÁS, 2015

Na curva de custos, percebe-se uma leve queda do custo de extração devido aos efeitos cambiais nos últimos semestres e aumento da produção, fazendo com que o custo médio caia. Percebe-se uma queda grande na curva de custos de extração em reais devido à desvalorização recente do real.

Não foram encontrados dados isolados nos dados financeiros da empresa Petrobrás para exemplificar os custos de desenvolvimento e abandono isoladamente. Foi considerada a empresa PETROBRAS por ser a maior empresa do setor e a única a divulgar periodicamente custos relacionados a área de exploração e produção (E&P).

Como *proxy* dos custos de abandono, a PETROBRÁS divulga em seus demonstrativos financeiros a linha baixa de poços secos. No ano de 2015 (Jan/Set), esta linha teve perdas de

3,4 bilhões de reais, queda de aproximadamente 20% em relação ao mesmo período de 2014 (4,2 bilhões de reais).

Como *proxy* de custo de desenvolvimento, foi utilizado o CAPEX e percebe-se um aumento de 3,71 vezes em relação ao valor gasto, se comparado com o ano de 2004, devido, em parte, ao valor investido no Pré-sal. O nível de produção demonstrou um crescimento bem menor de 1,36. Se comparado com o CAPEX, percebe-se um aumento da produção em alto mar devido ao início da produção do Pré-sal, compensando, em parte, a queda da exploração ocorrida na bacia de campos (PETROBRAS, 2015).

Segundo a PETROBRÁS, os gastos com CAPEX consolidado para o setor de Exploração e Produção (E&P) para o ano de 2015 (jan/set) foram de 43,3 bilhões de reais, aumento de 6% se comparado com o mesmo período de 2014 (40,8 bilhões de reais), em sua maior parte gasto na exploração do Pré-sal. Mas, mesmo com o aumento no período, os valores foram abaixo do projetado, causado pela queda do preço do petróleo e crise que envolve a empresa atualmente.

A empresa, na parte de despesa, cita custos exploratórios para extração de petróleo e gás. No ano de 2014 (jan/set) esta linha teve despesas no valor de 5,377 bilhões de reais, já no ano de 2015 (jan/set) foram gastos 4,273 bilhões de reais, uma queda de 20,5%. A queda nesta linha pode ser explicada por uma série de cortes em investimentos causado pelo alto endividamento da empresa e queda do preço do petróleo.

Tabela 4.1: CAPEX versus Produção

Ano	CAPEX (US\$ MM)	Δ Capex	Produção (mil barris)	Δ Produção	Produção no mar (mil barris)	Δ Produção no
2014	24.164,00	371%	2.034,40	136%	1.836,90	148%
2013	27.984,00	430%	1.931,40	129%	1.727,60	139%
2012	22.548,00	346%	1.980,10	133%	1.768,40	142%
2011	21.565,00	331%	2.021,70	135%	1.808,50	146%
2010	20.158,00	310%	2.003,90	134%	1.790,20	144%
2009	17.172,00	264%	1.970,80	132%	1.754,80	141%
2008	15.685,00	241%	1.854,70	124%	1.633,30	131%
2007	12.683,00	195%	1.792,10	120%	1.563,10	126%
2006	8.966,00	138%	1.777,70	119%	1.545,70	124%
2005	7.998,00	123%	1.684,00	113%	1.440,60	116%
2004	6.509,00	100%	1.492,70	100%	1.242,10	100%

Fonte: adaptado de PETROBRÁS, 2015

Segundo informações de jornais, existe uma preocupação a respeito da viabilidade do Pré-sal. Devido ao seu custo acima da média, segundo o ministro minas e energia (MME) Eduardo Braga em reportagem do site *infomoney*, o ponto de equilíbrio no Pré-sal reduziu de

US\$ 45 por barril de petróleo para US\$ 40, em função da curva de aprendizagem relatando que este ponto estava a caminho de US\$ 35, já para o presidente da Petróleo Pré-sal (PPSA), Oswaldo Pessoa, este ponto estaria em torno de US\$ 55, indicando que algumas áreas poderiam estar operando com prejuízo no atual momento.

5 CONCLUSÃO

A utilização de dados confiáveis para a elaboração do projeto e viabilidade econômica da jazida é essencial, entretanto, também um dos maiores problemas para a indústria petrolífera devido à incerteza que cerca o setor, como a capacidade de gerir e planejar os projetos em construção da estrutura necessária para a produção. As empresas do setor enfrentam dificuldades em variáveis exógenas associadas com: i) o preço dos insumos utilizados na produção; ii) a disponibilidade de fornecedores; iii) a dificuldade no que se relaciona a natureza dos reservatórios e a tecnologia utilizada na exploração destas.

No que se refere aos custos na área de Exploração e Produção (E&P) na Petrobrás, percebe-se uma leve tendência de queda de custos com o aumento da produção, evidenciando uma característica forte no setor como vantagem competitiva, que são as economias de escala. Percebe-se um aumento nos valores gastos com CAPEX (24,4 bilhões de dólares em 2014) em taxas bem superiores ao ritmo do aumento de produção, devido, em partes, ao risco presente na exploração e em longo período para o desenvolvimento de um campo de produção. Com a queda do nível de preços do petróleo percebe-se uma queda considerável no custo de extração ao inserir a participação governamental, mas um aumento considerável do custo de extração em reais devido à depreciação do real.

Não foram encontrados dados isolados nos dados financeiros da empresa Petrobrás para exemplificar os custos de desenvolvimento e abandono isoladamente. Foi considerada a empresa PETROBRAS por ser a maior empresa do setor e a única a divulgar periodicamente custos relacionados a área de exploração e produção (E&P), com isso foram utilizadas para o custo de abandono a *proxy* baixa por poços secos, que teve uma queda de 20% no último ano, os motivos da queda não foram explicados pela empresa. Para os custos de desenvolvimento foram utilizados os dados de custos exploratórios para extração de petróleo e gás, que no ano de 2014 (jan/set) teve despesas no valor de 5,377 bilhões de reais, já no ano de 2015 (jan/set) foram gastos 4,273 bilhões de reais, uma queda de 20,5%, causado pela queda do preço do petróleo no mundo e devido ao alto endividamento da empresa.

Percebe-se que os maiores custos estão nas linhas de CAPEX e custo de extração, primeiro devido ao alto investimento necessário para descobrir e desenvolver uma jazida, segundo pelos custos necessários para a produção e extração do petróleo brasileiro. Os demais

custos têm impactos na empresa, mas não similares aos valores absolutos apresentados com o CAPEX (43,3 bilhões de reais) e CPV (58,8 bilhões de reais) na área de Exploração e Produção (E&P) no ano de 2015.

O Brasil produziu cerca de 92,5% do petróleo no modelo *offshore*, segundo a ANP (2014) o aumento da produção no Pré-sal no ano de 2014 foi 62,7%, o que demonstra o potencial do Pré-sal e a importância dos poços em alto mar (*offshore*).

O atual momento para indústria exploratória brasileira é decisivo, visto que o custo de produção no Pré-sal brasileiro apresenta um custo técnico elevado e uma viabilidade discutível. O custo de extração do Brasil no período de 2013.2-2015.3 demonstrou um custo de extração de aproximadamente 58% acima da média do mundo, muito do petróleo produzido no mundo se extrai em reservas de baixo custo (Oriente Médio), como foi tratado na seção rendas diferenciadas, do segundo capítulo, e ocorre uma variação muito grande deste custo entre os países produtores.

REFERÊNCIAS

ANP. **Informações institucionais**. 2015. Disponível em: <http://anp.gov.br/?pg=75919&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1444952951703>. acesso em 15 out. 2015.

ANP. **Anuário estatístico 2014**. 2015. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=73191> acesso em 18 de out. 2015

BELTRAO, R. L. C. et al. SS: *Pre-salt Santos basin - Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil Offshore Technology*. 2009.

BLANCHARD, O. **Macroeconomia**. 5º Edição, Pearson. 2011

BYRNE, M. T.; PATEY, I. T. M.; GREEN, J. J. *A New Tool for Exploration and Appraisal Formation Damage Evaluation*. 2007

DREWS, A. W. *Manual on Hydrocarbon Analysis*. 1998

ERNST & YOUNG. *Capital Project life cycle management for oil and gas*. ERNST & YOUNG, 2012

ERNST & YOUNG. *Global oil and gas tax guide*. 2015. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide/\\$FILE/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide/$FILE/EY-2015-Global-oil-and-gas-tax-guide.pdf)> acesso em 27 out. 2015

EXAME. **Queda do petróleo desafia o projeto do pre-sal**, 09, dez 2014
<[Http://exame.abril.com.br/economia/noticias/queda-do-petroleo-desafia-o-projeto-do-pre-sal](http://exame.abril.com.br/economia/noticias/queda-do-petroleo-desafia-o-projeto-do-pre-sal)> acesso em 02 nov 2015

EXAME. **Os 20 Maiores produtores de petróleo no mundo**. 27, jun 2013. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/os-20-paises-que-lideram-a-producao-de-petroleo-no-mundo#3>

EXAME. **Os 20 Maiores consumidores de petróleo no mundo**. 29, jun 2013
Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/os-20-maiores-consumidores-de-petroleo-no-mundo#2>>

Fahim M. A., Al-sahhaf T. A., Labibidi H. M. S., A Elkilani, *Fundamentals of petroleum refining*, Elsevier, Amsterdam, 2010.

FENG, S. *Upstream Oil and Gas Project Development Timing. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. 2010.

G1. **CUSTO DE EXTRAÇÃO DO PRÉ SAL**. Disponível em:
<http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL733262-9356,00-CUSTO+DE+EXTRACAO+DO+PRESAL+E+ECONOMICO+DIZ+PETROBRAS.html>
>acesso em 22 Out. 2015

GANDRA, R. **Índice CAPEX/BOE: uma abordagem na avaliação de benchmarking de Projetos Offshore de Oil & Gas**. PMO academy. 14 ago. 2013. Disponível em:
<<http://www.pmoacademy.com.br/?p=2045>> Acesso em 27 out 2015

GIAMBIAGI, F. **PETRÓLEO reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Elsevier 2013.

GIL, Antônio Carlos. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 1991

HUGMAN, R. H. et al. *Tight Gas Field, Reservoir, and Completion Analysis of the United States: Output tables*. 1993.

INFOMONEY. **Ministro diz pré sal é viável com petróleo abaixo de US\$ 35**.
<http://www.infomoney.com.br/petrobras/noticia/4373684/ministro-diz-que-pre-sal-viavel-com-barril-petroleo-abaixo>. 29 out 2015

JOHNSTON, D. “*Global petroleum fiscal system compared by contractor take*”. Oil and gas jornal. 1994

JOHNSTON, D. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. PennWell Books, Tulsa, OK. 1994

JOHNSTON, D. *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*. 2003.

KUPFER, D. Barreiras Estruturais à Entrada. In: Kupfer, D.: Hasenclever, L (orgs.). **Economia Industrial – Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LIMA, P. Paulo César Ribeiro Lima. **As participações governamentais, a importância de uma política para o excedente em óleo e fundo social**. Estudo em julho de 2013. Disponível em: http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/areas-da-conle/tema16/2013_17543.pdf. Acesso em: 10 nov.2015

MANKIWI, N. Gregory. **Princípios de microeconomia**. Editora Cengage learning. Edição 2009

MORTADA, M. *The Evaluation of Exploration and Production Ventures in an Inflationary Environment*. 1977.

MME. **Resenha energética brasileira – Exercício de 2014**. Edição de junho de 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1143612/03+-+Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2015+-+Ano+Base+2014+%28PDF%29/86517179-b810-4249-b14a-b488beee85f7?version=1.1>. Acesso em: 15 nov. 2015

Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP). **Oportunidades e Desafios da Agenda de Competitividade para Construção de uma Política Industrial na Área de Petróleo: Propostas para um Novo Ciclo de Desenvolvimento Industrial**. 12º Encontro Internacional de Energia/FIESP Energia para um Brasil Competitivo. São Paulo, 15 de agosto de 2011.

PARENTE, V. et al. *Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability*. *Energy Policy*, 2006. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/4761223_Offshore_Decommissioning_Issues_Deductibility_and_Transferability> acesso em 26 out. 2015

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel. L. **Microeconomia**. 7. Ed., São Paulo: Ed Prentice Hall, 2010. 647 p.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (Org.). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Campus, 2007

PORTER, M. *How competitive forces shape strategy*. *Harvard Business Review*, Mar/Apr, 1979. Disponível em: <https://hbr.org/1979/03/how-competitive-forces-shape-strategy/ar/1> > acesso em 12 out. 2015

PETROBRÁS. **Despesas operacionais**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br> acesso em 15 nov 2015

PETROBRÁS. **Resultados financeiros**. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br> acesso em 15 nov 2015

PRIEST, T. *The Offshore Imperative: Shell Oil's Search for Petroleum in Postwar America*. 2007.

RESENDE, M. **Regimes regulatórios: possibilidades e limites**. Pesquisa e Planejamento Econômico, v.27, n.3, 1997.

RICARDO, D. **Princípios de economia política e tributação**. São Paulo: abril Cultural, 1982. 286 p. (Série Os Economistas).

RODRIGUES; SILVA, Adriano Rodrigues; Carlos Eduardo Silva. **Contabilidade de petróleo e gás**. Cengage learning, 2012.

ROSEMBERG, N. *Perspectives on Technology*. Cambridge University Press, 1976

SOOD, S. *The End Of Cheap Oil And Its Impact: On Lower Socio Economic Groups And Their Access To Employment in the Auckland Region*. 2011

THOMAS, José Eduardo (org.). **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: interciência, 2001.

TOLMASQUIM; JUNIOR. **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo**. 2011

VARIAN, Hal R. **MICROECONOMIA: Uma Abordagem Moderna**. 8 Ed. 2012.

VASSILIOU, M. S. **Historical Dictionary of the Petroleum Industry**. 2009

VIEGAS, T. **Competitividade em custos na atividade petrolífera em águas profundas**. 2013

VISCUSI, W.Kip; VERNON, John M.; HARRINGTON, Joseph E. *Economics of Regulation and Antitrust*. 2.ed. 1996.

WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. **Fundamentals of Oil & Gas Accounting**. 2008.

YERGIN, Daniel; *The prize: the epic quest for oil, money and power*, New York: Simon &). *Petroleum Industry Statistics*. **American Petroleum Institute**. API. 1991.