



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

AVALIAÇÃO DAS *MAJORS* PETROLÍFERAS FRENTE ÀS OSCILAÇÕES NOS PREÇOS DO BARRIL DE PETRÓLEO: BP, CHEVRON E TOTAL

Jéssica Mattar Antunes

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador (a): Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2017

AVALIAÇÃO DAS MAJORS PETROLÍFERAS FRENTE ÀS
OSCILAÇÕES NOS PREÇOS DO BARRIL DE PETRÓLEO: BP,
CHEVRON E TOTAL

Jéssica Mattar Antunes

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Prof. Eduardo Pontual Ribeiro, Ph.D.

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2017

Antunes, Jéssica Mattar

Avaliação das Majors Petrolíferas frente às Oscilações nos Preços do Barril de Petróleo: BP, Chevron e Total / Jéssica Mattar Antunes – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2017.

XVI, p.64 : il.; 29,7 cm.

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p.55-64

1. Desvalorização do Barril. 2. *Majors* Petrolíferas. 3. Variáveis Econômicas e de Produção. I. Bone, Rosemarie Bröker. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia de Petróleo. III. Avaliação das *Majors* Petrolíferas frente às oscilações nos preços do barril de petróleo: BP, Chevron e Total

Tudo vale a pena quando a alma não é pequena (Fernando Pessoa).

AGRADECIMENTOS

Hoje não estaria aqui se não fossem a minha mãe e meu pai. Vou ser eternamente grata por todo o carinho, suporte, atenção e mimos que eles me deram. Não importa o lugar que eu esteja, espero sempre contribuir para compartilhar o amor que eu recebi durante a vida.

Gostaria de agradecer minhas avós Laurita e Mercedes, por toda a inspiração que representam para mim, e meus avôs Délio e Fuad, que apesar de não estarem mais aqui, sempre acreditaram no meu potencial.

Agradeço à tia Vanessa por toda amizade e cumplicidade nas horas boas e ruins, aos meus irmãos, por todo o exemplo de esforço e sucesso e à minha família como um todo, que é a minha base.

Agradeço também ao grupo das minhas 20 melhores amigas pelas risadas diárias que deixam a rotina muito mais leve e os finais de semana muito mais divertidos. Não precisamos de muito, só precisamos umas das outras.

Agradeço à Julia e ao Arita por serem os únicos a saberem de todos os perrengues, engarrafamentos, energéticos e madrugadas à dentro que a engenharia nos reservou. Finalmente, conseguimos!

Agradeço ao programa PRH-21 da ANP pelo incentivo à pesquisa acadêmica pelos estudantes da graduação.

E por fim, agradecimentos à professora Rosemarie Broker Bone, com quem eu tive a honra de poder trabalhar. Um exemplo de integridade e trabalho duro mesmo em condições adversas dentro da faculdade. Obrigada por toda a paciência! Tenho esperança no país vendo profissionais como ela.

Resumo do projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

AVALIAÇÃO DAS *MAJORS* PETROLÍFERAS FRENTE ÀS OSCILAÇÕES NOS PREÇOS DO BARRIL DE PETRÓLEO: BP, CHEVRON E TOTAL

Jéssica Mattar Antunes

Fevereiro de 2017

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

A grande volatilidade do preço de petróleo é um dos principais desafios da indústria de óleo e gás. Só nos últimos 10 anos, o setor passou por duas crises com o barril sendo cotado abaixo dos U\$30, bem como a supervalorização desse, atingindo U\$140. Dado o seu caráter estratégico, sua cotação é influenciada por inúmeros fatores externos e diante desse cenário, as companhias precisam se planejar com as incertezas acerca do preço do petróleo à curto e longo prazo.

O objetivo do trabalho é mapear o histórico dessas duas crises e entender como as empresas se comportaram e quais foram os desempenhos produtivos e econômicos registrados.

Na análise do comportamento das companhias, nota-se que as variáveis de produção não sofreram variações significativas. Foi constatado que a tendência é que a produção total de petróleo aumente para evitar a queda bruta da receita. O volume de reservas provadas e o número de poços produtivos não sofreram alterações em função dos elevados custos relacionados a essas variáveis.

Em relação as variáveis econômicas, a receita total e o preço médio de venda do petróleo das companhias, de fato, apresentaram resultados diretamente proporcionais ao preço do barril, como esperado. A capacidade de autofinanciamento variou de empresa para empresa e o lucro líquido foi a variável que mais foi impactada. Além do mais, apesar das duas crises, a liquidez corrente se manteve positiva em todas as empresas para o período analisado de 2006 a 2015.

Palavras Chaves: Desvalorização do Barril, Majors Petrolíferas, Variáveis Econômicas e de Produção

Abstract of final Graduation Project presented to Escola Politécnica/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

EVALUATION OF THE MAJOR PETROLEUM COMPANIES FACING OIL PRICES FLUCTUATIONS: BP, CHEVRON AND TOTAL

Jéssica Mattar Antunes

Fevereiro, 2017

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Department: Petroleum Engineering

ABSTRACT

The oil price volatility is one of the main challenges of the petroleum industry. In the past ten years, the barrel of oil was less than U\$30 during a downcycle, as well as oil prices spikes reached U\$140 per barrel. Oil prices are influenced by a number of external factors and companies need to develop strategic plans to manage the short and long term uncertainty of oil prices.

The purpose of the paper is to understand the reasons that led the oil prices downcycles and how the companies were affected by. Production and economic variables were chosen to evaluate the companies' performance during the oil crisis.

The variables of production did not change significantly. The total oil production tends to increase to avoid the revenue drop. The volume of proved reserves and the number of productive wells did not change due to the high costs related to these variables.

Analyzing the economic variables, the total revenue and the average sales price were directly proportional to the oil price barrel, as it was expected. The companies self-financing performance changed for each company and net income was the most affected variable. Moreover, despite the two downcycles, current liquidity remained positive during all period from 2006 to 2015 in all companies.

Key Words: Oil Price Fluctuations, Petroleum Majors, Variables

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivos	1
2 HISTÓRICO	3
2.1 Comparativo entre as Crises Financeiras de 2008 e 2014.....	11
3 METODOLOGIA: VARIÁVEIS DE PRODUÇÃO E ECONÔMICAS E EMPRESAS SELECIONADAS.....	12
3.1 Variáveis de produção e econômico-financeiras.....	12
3.1.1 Produção de Líquido e Gás Natural.....	13
3.1.2 Reservas Provadas	13
3.1.3 Número de Poços Produtivos	14
3.1.4 Receita Total.....	15
3.1.5 Capacidade de Auto Financiamento.....	16
3.1.6 Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção.....	17
3.1.7 Lucro Líquido	17
3.1.8 Lucro por Ação (LPA).....	17
3.1.9 Liquidez Corrente.....	18
3.2 Empresas Seleccionadas: BP, Chevron e Total.....	19
3.2.1 British Petroleum (BP).....	19
3.2.2 Chevron	22
3.2.3 Total	26

4 AVALIAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE PRODUÇÃO E ECONÔMICO-FINANCEIRAS DAS MAJORS	28
4.1 Avaliação da BP	29
4.1.1 Considerações Parciais	35
4.2 Avaliação da Chevron	36
4.2.1 Considerações Parciais	42
4.3 Avaliação da Total	43
4.3.1 Considerações Parciais	49
5 CONCLUSÃO	50
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: Preço do Barril de Petróleo – Tipo <i>Brent</i> , 2000-2015.....	3
Gráfico 2.2: Produção de óleo cru da OPEP, 2008-2012.....	5
Gráfico 2.3: Preço do Barril - Tipo <i>Brent</i> , 2014-2016.....	7
Gráfico 2.4: Custo de Produção de Petróleo por Barril, 2015.....	9
Gráfico 2.5: Produção de óleo cru da OPEP, 2013-2016.....	10
Gráfico 2.6: Produção e Consumo Global de Óleo, 2008-2016.....	11
Gráfico 4.1: Produção de óleo e gás natural total da BP, 2006-2015.....	29
Gráfico 4.2: Reservas Provadas da BP, 2006-2015.....	30
Gráfico 4.3: Número de Poços Produtivos da BP, 2006-2015.....	31
Gráfico 4.4: Receita total da BP e Preço do petróleo Tipo <i>Brent</i> , 2006-2015.	31
Gráfico 4.5: Capacidade de auto-financiamento da BP, 2006-2015.....	32
Gráfico 4.6: Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção da BP, 2006-2015.....	33
Gráfico 4.7: Lucro Líquido e Lucro por Ação da BP, 2006-2015.....	34
Gráfico 4.8: Liquidez Corrente da BP, 2006-2015.....	34
Gráfico 4.9: Produção de óleo e gás natural da Chevron, 2006-2015.....	36
Gráfico 4.10: Reservas Provadas da Chevron, 2006-2015.....	37
Gráfico 4.11: Poços Produtivos da Chevron, 2006-2015.....	37

Gráfico 4.12: Receita Total da Chevron, 2006-2015.....	38
Gráfico 4.13: Capacidade de Auto-Financiamento da Chevron, 2006-2015....	39
Gráfico 4.14: Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção da Chevron, 2006-2015.....	40
Gráfico 4.15: Produção de <i>Shale Gas</i> dos Estados Unidos, 2006-2014.....	40
Gráfico 4.16: Lucro Líquido e Lucro por Ação da Chevron, 2006-2015.....	41
Gráfico 4.17: Liquidez Corrente da Chevron, 2006-2015.....	42
Gráfico 4.18: Produção Total da Total 2006-2015.....	43
Gráfico 4.19: Reservas Provadas da Total, 2006-2015.....	44
Gráfico 4.20: Poços Produtivos da Total, 2006-2015.....	45
Gráfico 4.21: Receita Total da Total, 2006-2015.....	45
Gráfico 4.22: Capacidade de Auto Financiamento da Total, 2006-2015.....	46
Gráfico 4.23: Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção da Total, 2009-2015.....	47
Gráfico 4.24: Lucro Líquido e Lucro por Ação da Total, 2006-2015.....	48
Gráfico 4.25: Liquidez Corrente da Total, 2006-2015.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Relação Esperada das Variáveis Seleccionadas com a Desvalorização do Barril de Petróleo	18
Tabela 5.1: Variáveis de Produção durante as Crises de 2008 e 2014.....	51
Tabela 5.2: Variáveis Econômicas durante as Crises de 2008 e 2014.....	51
Tabela 5.3: Resumo do Desempenho das Variáveis de Produção e Econômicas durante as Crises de 2008 e 2014.....	51

LISTA DE MAPAS

Mapa 3.1: Mapa de Atuação da BP, 2015.....	21
Mapa 3.2: Mapa das Operações Upstream da Chevron, 2013.....	25
Mapa 3.3: Produção de Óleo e Gás da Total no Mundo, 2015.....	27

LISTA DE SIGLAS

BBC	<i>British Broadcasting Corporation</i>
CIA	<i>Central Intelligence Agency</i>
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
EIA	<i>U.S Energy Information Administration</i>
E&P	Exploração e Produção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FED	<i>Federal Reserve Bank</i>
FMI	Fundo Monetário Internacional
IEA	<i>International Energy Agency</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
SEC	<i>U.S Securities and Exchange Commission</i>
WEF	<i>The World Economic Forum</i>

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A indústria petrolífera pertence a um nicho de atividades extremamente cíclicas. Devido as flutuações nos preços do petróleo, as companhias precisam conciliar a incerteza de cenários futuros, com a garantia de um retorno mínimo dos investimentos. Os custos da exploração e produção (E&P) são elevados e a queda acentuada do preço do barril pode impactar em toda a cadeia produtiva do petróleo, prejudicando a saúde financeira de uma empresa.

Por ser um recurso finito, a exploração do petróleo se direciona cada vez mais para ambientes onde a extração é mais complexa e dispendiosa. A produção em águas ultra profundas e a produção de *shale* são exemplos dessa situação.

Diante de oscilações do preço do barril, uma valorização pode levar a investimentos que não seriam cogitados num momento de queda do preço. O que fazer quando tudo desaba?

Nesse sentido, torna-se imprescindível analisar o histórico da indústria para entender como uma empresa pode ser afetada em um período de crise financeira global, como as vividas a partir de 2008. Desse modo, embora a previsão dos preços do barril seja suscetível aos diversos fatores externos, é possível mapear um determinado comportamento empresarial que auxilie na tomada de decisões de investimento frente às desvalorizações sucessivas do barril de petróleo.

1.2 Objetivos

O trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho e comportamento de três principais empresas petrolíferas diante das oscilações do preço do barril de petróleo. O período da análise será compreendido entre 2006 e 2015, englobando a recessão mundial iniciada em 2008, a valorização do barril de 2014 e a vertiginosa queda do seu preço nos meses seguintes. O estudo partirá da escolha de três empresas, representantes das *majors* da indústria petrolífera mundial: British Petroleum (BP), Chevron e Total.

Para tal, o trabalho será dividido em quatro seções, além da introdução e conclusão. A primeira terá como objetivo contextualizar a situação macroeconômica mundial e os principais fatores geopolíticos que afetaram o preço do barril de petróleo ao longo do período estudado.

A segunda seção irá introduzir as variáveis econômico-financeiras e de produção escolhidas, bem como a trajetória esperada frente as oscilações nos preços do barril.

Na seção 3, serão apresentadas as empresas selecionadas como objetos de estudo, explicitando os seus históricos e ramos de atividade na cadeia produtiva do petróleo e de energia em geral. Finalmente, como resultado das duas últimas seções, a quarta seção avaliará o desempenho e comportamento das companhias pré determinadas no intervalo de 2006 a 2015.

Na conclusão responder-se-á ao questionamento ora realizado: quais foram as decisões das empresas frente as oscilações no preço do barril de petróleo ocorridas em 2008 e 2014? O propósito será identificar a existência de um padrão comportamental e de desempenho das empresas BP, Chevron e Total frente às crises financeiras durante o período estudado.

2 HISTÓRICO

As crises do petróleo de 2008 e de 2014 desestabilizaram o mundo financeiro, de maneira similar a ocorrida em 1929 e 1997. Em 1929, as demandas por petróleo e derivados registravam números pouco representativos e os efeitos sistêmicos eram mais lentos e pontuais. Em 1997, por sua vez, a crise se apresentou com um novo cenário, onde haviam efeitos sistêmicos e em manada pelo mundo financeiro afora. Quanto a *commodity* petróleo e seus derivados, as influências da crise nos preços do barril foram incertas até certo ponto. O gráfico 2.1 mostra o comportamento do preço do barril de petróleo ao longo do século 21.

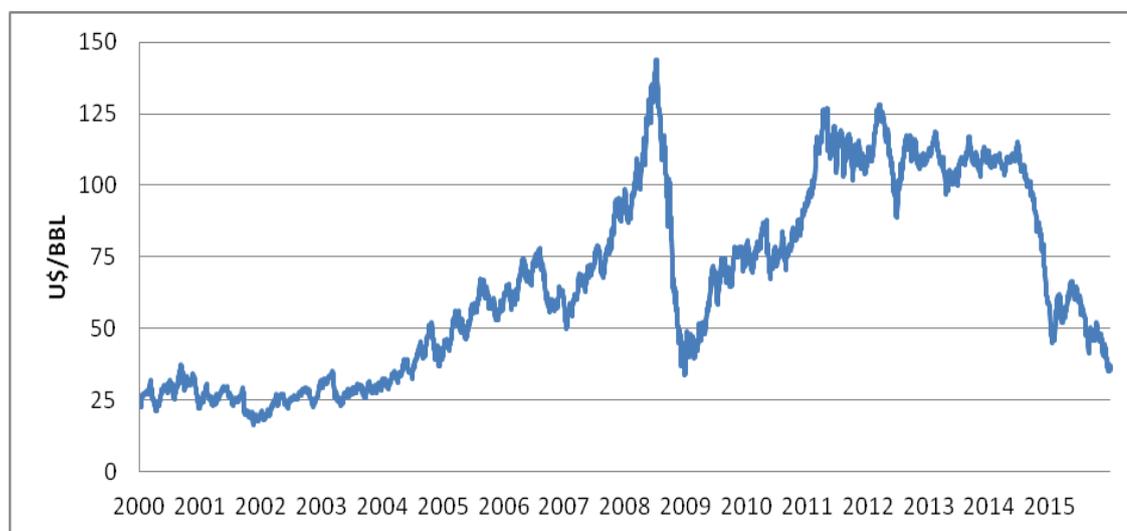


Gráfico 2.1: Preço do Barril de Petróleo – Tipo *Brent*, 2000-2015 (Fonte: Elaboração própria com os dados do EIA, 2016).

Observa-se que entre 2003 e 2006, a alta do preço do petróleo foi gradativa. Antes da crise de 2008, verificou-se uma queda de 2006-2007 impulsionada pela redução da demanda de petróleo pelos países desenvolvidos e desaceleração por parte dos países em desenvolvimento (EPE, 2008); entretanto, a partir do primeiro trimestre de 2008, o aumento do preço foi tão vertiginoso que originou uma crise expectativa. Enquanto que o preço do barril, de 2003 a 2006, passou de U\$40 para U\$90; em 2008, o preço pulou de U\$100 para U\$140, em apenas seis meses (EIA, 2016).

Mais especificamente, a alta nos preços entre 2002 e 2007 foi impulsionada por fatores relativos a oferta. Em 2002-2003, a Venezuela passava por um momento de instabilidade política e a indústria petrolífera do país optou por entrar em greve geral,

exigindo do então presidente, Hugo Chávez, que as eleições presidenciais fossem antecipadas. Cerca de 2,1 milhões de barris de óleo deixaram de ser produzidos por um período de dois meses. Logo em seguida, em abril de 2003, os Estados Unidos invadiram o Iraque e uma das consequências diretas foi a interrupção de parte da produção de óleo iraquiana, deixando de contribuir com cerca de 2,2 milhões de barris por dia (bpd) de abril até julho (HAMILTON, 2008).

Neste íterim, o crescimento econômico global em 2004 e 2005 foi acentuado, tendo uma estimativa de 4,7% para o PIB mundial pelo Fundo Monetário Internacional (FMI). O consumo de óleo mundial cresceu 5 milhões de barris por dia (bpd) neste período, o que correspondeu a 3% a.a. A pressão de demanda por óleo, principalmente dos países emergentes, influenciou fortemente o preço do barril. Em 2007, a China e a Índia alcançaram 14% e 9%, respectivamente, de crescimento anual sobre PIB (THE WORLD BANK, 2016). Neste mesmo cenário, problemas políticos na Nigéria e a contínua guerra no Iraque prejudicaram a oferta de óleo e gás. Paralelamente, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se negou a aumentar a produção de petróleo, alegando não ser de interesse econômico. Finalmente, especulações econômicas sobre o risco de escassez de óleo no longo prazo, gerou dúvidas sobre a capacidade de abastecimento frente ao consumo futuro, que resultaram no acentuado aumento dos preços do barril de petróleo em 2008 (HAMILTON, 2008).

Desse modo, os principais fatores da alta do petróleo em 2008 foram (EPE, 2008):

- “Forte crescimento do consumo mundial de petróleo;
- Fraca expansão da produção mundial de petróleo;
- Redução da capacidade ociosa, tomando o mercado mais sensível as tensões geopolíticas e eventos climáticos negativos; e
- Forte incremento de posições em petróleo no *portfólio* de investimento de fundos financeiros.”

Após atingir o patamar de U\$140 por barril em julho de 2008, a situação econômica mundial começou a afetar a indústria petrolífera. Esse período ficou conhecido como “A Grande Recessão”, com a crise financeira mundial iniciada nos EUA¹ (WEF, 2009).

O crescimento econômico mundial passou a enfraquecer e o FMI anunciou que, pela primeira vez, em sessenta anos, o mundo estava enfrentando uma recessão simultânea nos Estados Unidos, Europa e Japão (FMI, 2009). E a China, considerada uma verdadeira locomotiva, também estava apresentando sinais de desaceleração.

Neste momento, a OPEP decidiu reduzir as suas operações, com uma queda de 16% na sua produção num intervalo de oito meses (OPEP, 2016). A tentativa foi agir como agente regulador de mercado e estabilizar o preço a partir da redução da oferta de óleo. A produção da OPEP em julho de 2008 registrava 32,8 milhões de barris por dia, e diminuiu para 27,7 milhões de barris por dia em março de 2009, como é mostrado no gráfico 2.2.

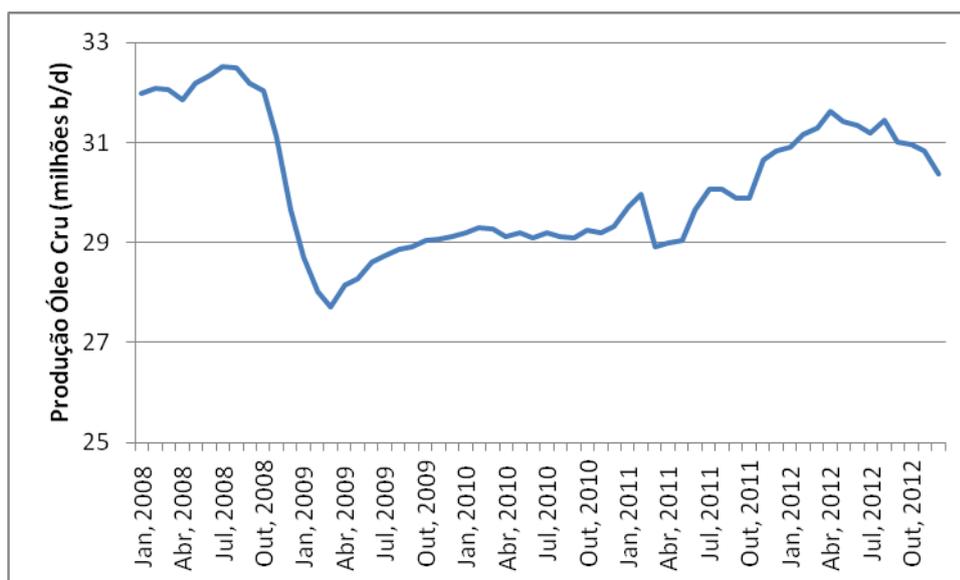


Gráfico 2.2: Produção de óleo cru da OPEP, 2008-2012 (Fonte: Elaboração própria com dados da OPEP, 2016).

¹ A crise de 2008 originou-se de empréstimos imobiliários de alto risco no mercado norte americano que, empacotados pelos bancos em complexos mecanismos de investimento sem lastro, contaminaram todo o sistema financeiro. Um dos marcos mais representativos do período foi a falência do famoso banco de investimento americano *Lehman Brothers*, pois registrou profundas perdas devido a exposição excessiva ao risco de inadimplência dos devedores. As consequências da recessão no país se expandiram pelo mundo e causaram o colapso na demanda total, inclusive a de óleo. A cotação da *commodity* atingiu a marca de U\$33 por barril (BLOOMBERG, 2009).

Apenas em dezembro de 2010, o preço do barril conseguiu ultrapassar os U\$90. Desde o mês de outubro de 2008 não se registrava um valor neste nível e os principais motivos para a alta do petróleo foi a baixa cotação do dólar e, segundo analistas, um programa do banco central americano, *Federal Reserve System* (FED). Este programa previu a recompra de títulos públicos pelo Tesouro do país, o que significaria monetizar a economia, como forma de alavancar o mercado consumidor do país e, conseqüentemente, as importações (EIA, 2010).

Em 2011, rebeliões políticas contra governos centralizadores eclodiram no norte da África e no Oriente Médio. A Primavera Árabe, nome pelo qual o período ficou conhecido, resultou na queda da ditadura no Egito, na Tunísia, na Líbia e no Iêmen, e foi o início do desdobramento de uma guerra civil, que dura até os dias atuais (Fevereiro, 2017) na Síria. Como resultado dos protestos que aconteceram em regiões produtoras de petróleo, os preços do barril voltaram a subir, uma vez que a oferta estava prejudicada. A queda na oferta da *commodity* levou os preços ao patamar de U\$100 (EIA, 2016).

Entre os anos de 2012 a 2014, o preço do barril manteve-se na faixa dos U\$80 à U\$100. Em junho de 2014, o barril chegou a alcançar U\$115, mas um forte revés ocorreu a partir de janeiro de 2015. O barril passou a ser negociado abaixo de U\$50, chegando a atingir U\$27 em janeiro de 2016, considerado o menor nível desde 2004, como mostra o gráfico 2.3. Analistas justificam estas quedas, a fatores econômicos e políticos de nível global.



Gráfico 2.3: Preço do Barril - Tipo Brent, 2014-2016 (Fonte: Elaboração própria com os dados da *Investing*, 2016).

O início da queda vertiginosa dos preços teve como origem a oferta de petróleo em excesso no mercado mundial. Essa oferta foi impulsionada pelo crescimento da produção mundial. Especificamente, os EUA e Canadá, duas das maiores economias globais, passaram a investir em óleo e gás extraídos do folhelho² (BLOOMBERG, 2014), conhecidos como *shale oil* e *shale gas*, respectivamente.

Por outro lado, a partir de novembro de 2014, a OPEP se recusou a reduzir sua produção, independentemente do preço do óleo no mercado internacional. Um dos motivos foi a tentativa de desestimular a produção de *shale* norte-americana. O maior produtor da organização (EIA, 2017) e segundo no mundo em reservas provadas (EIA, 2015a), a Árabia

² A produção de folhelho ou *shale* é oriunda de reservatórios não convencionais que são definidos como meios de baixa permeabilidade, barreira natural à migração do óleo e gás. Devido à complexidade deste tipo de reservatório, sua produção é extremamente onerosa e só passou a ser economicamente viável com o avanço tecnológico de técnicas de exploração pouco usuais, como a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico. Apesar do método de extração mais caro, com a produção de *shale*, os EUA diminuíram a sua dependência de importação (EIA, 2015b).

Saudita, se negou em diminuir a sua produção de óleo visando inviabilizar a exploração de *shale* e a produção de óleo em países considerados concorrentes, como o Irã.

Apesar de ter uma economia pouco diversificada e fortemente dependente do setor petrolífero, que foi responsável por 90% das exportações e 42% do PIB (CIA, 2015), a Arábia Saudita conseguiu suportar a forte desvalorização do barril. O motivo se deve ao país possuir um dos menores custos de produção de petróleo do mundo. Em 2015, a média de produção de um barril de petróleo na Arábia Saudita foi inferior a U\$10 (RYSTAD ENERGY, 2015). Quando comparada com outros países produtores de petróleo, como mostra o gráfico 2.4, torna-se evidente a vantagem competitiva que não só a Arábia Saudita possui, mas também os demais países da organização em relação aos custos de extração. Se nos EUA for considerada apenas a produção de *shale*, especificamente, estima-se que o custo de extração esteja no patamar de U\$65 por barril (MORGAN STANLEY, 2015).

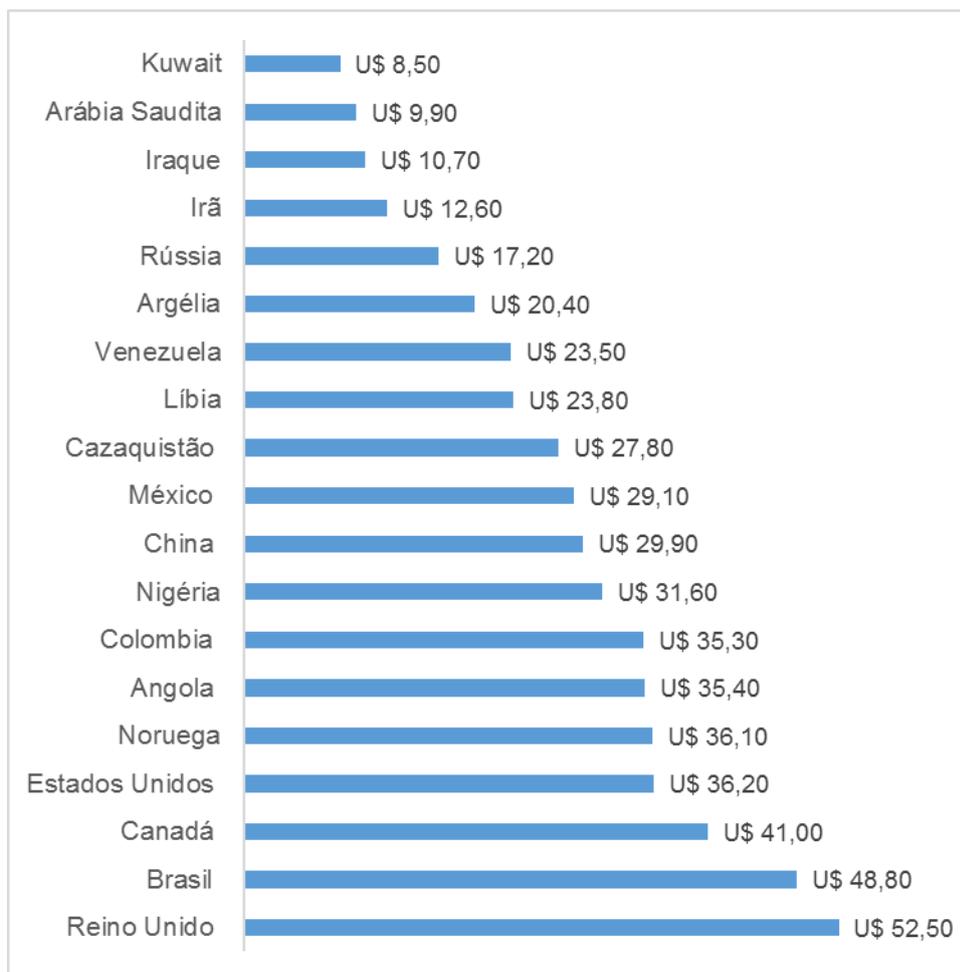


Gráfico 2.4: Custo de Produção de Petróleo por Barril, 2015 (Fonte: Elaboração própria com os dados Rysted Energy & CNN, 2015).

Além disso, com o acordo estabelecido entre o programa nuclear iraniano e as grandes potências mundiais (EUA, Grã-Bretanha, Alemanha, China, França e Rússia), em julho de 2015, as sanções contra o Irã foram revogadas, resultando no retorno das exportações de óleo do país para o ocidente. Este movimento pressionou ainda mais os preços para baixo e também dificultou qualquer acordo entre os membros da OPEP, em virtude de tensões políticas entre Arábia Saudita e Irã³ (BLOOMBERG, 2016b).

³ A rivalidade entre as maiores potências do Oriente Médio se acentuou por conflitos sunitas e xiitas, patrocinados por sauditas e iranianos, respectivamente, após a execução de líder xiita pelo regime da Arábia Saudita. O conflito fez com que as relações diplomáticas terminassem no mesmo mês da morte do líder, em janeiro de 2016 (BLOOMBERG, 2016b).

Pode-se dizer que a OPEP, historicamente reconhecida por estabilizar o mercado de óleo, toma nova postura ao anunciar que seu foco é o seu *market share*⁴ e não mais os preços do óleo, neste momento fortemente influenciada pela Arábia Saudita. A produção da organização começou a aumentar visando desincentivar a produção americana de *shale* e prejudicar o retorno da produção de óleo do Irã. É possível notar esse comportamento no gráfico 2.5. A tendência da organização foi intensificar sua produção durante todo o período em que os preços estiveram em baixa, ou seja, a partir do final de 2014.

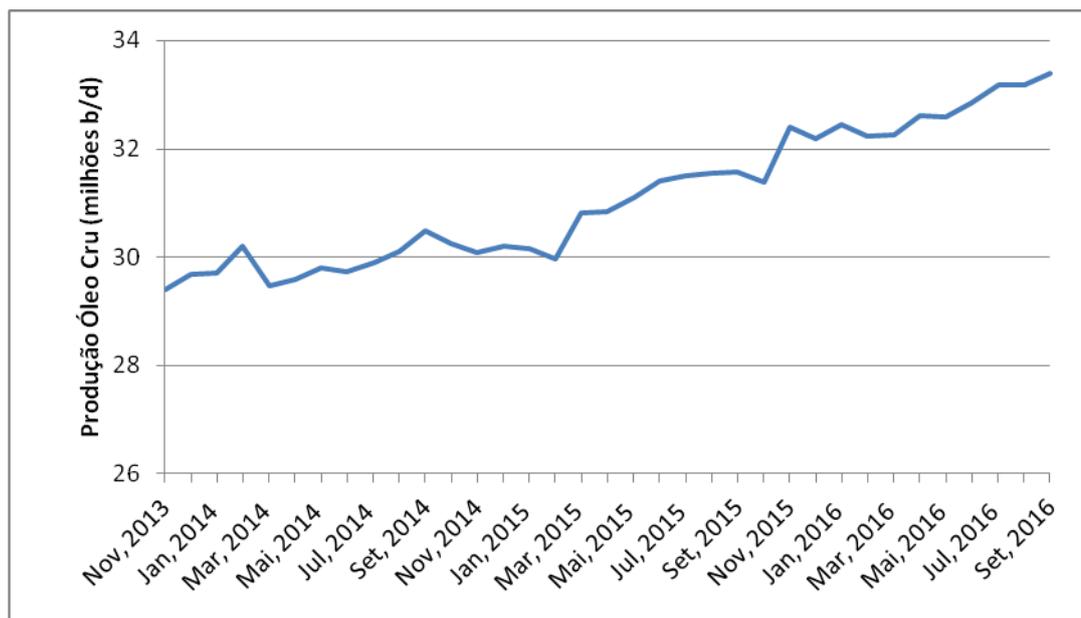


Gráfico 2.5: Produção de óleo cru da OPEP, 2013-2016 (Fonte: Elaboração própria com os dados da OPEP, 2016).

De novembro de 2013 a junho de 2016, a produção média da OPEP cresceu cerca de 4 milhões de barris por dia. Entretanto, a despeito deste fator, a Venezuela não conseguiu se recuperar, onde fatores internos sobrepujaram os fatores externos. Um dos fatores representativos desta falência do país é o aumento da inflação esperada para 2016 na ordem de 700% a.a (FMI, 2016).

Por fim, e não menos importante, está a desaceleração da economia chinesa, que vem registrando quedas sucessivas nas importações totais. Por exemplo, em 2015, a China

⁴ *Market share* é a participação de uma empresa ou organização em determinado segmento do mercado. No presente estudo, significaria o volume do petróleo produzido pela OPEP sobre o volume mundial produzido (NASDAQ, 2017).

obteve um crescimento do PIB de 6,9%, considerado o menor em 25 anos (THE WORLD BANK, 2016).

O somatório dos motivos apontados acima levaram a indústria petrolífera a um forte período de crise. O preço médio do barril em 2015 foi de U\$52, ou 53% abaixo da média de 2014 e 49% abaixo da média do período de 2010 a 2014 (EIA, 2016). Somente em outubro de 2016, a OPEP concordou em reduzir a produção de óleo e, conseqüentemente, os preços do barril voltaram a subir.

2.1 Comparativo entre as Crises Financeiras de 2008 e 2014

Analisando as crises de 2008 e 2014, é possível observar comportamentos diferentes quanto à produção e consumo de óleo, conforme o gráfico 2.6. Após a crise de 2008, foi registrada uma queda na demanda global em 2009 e, posteriormente, um aumento em 2010. Pode-se afirmar que naquele momento, a economia mundial estava voltando a crescer. Em contrapartida, após a crise de 2014, observa-se que o consumo mundial de óleo apresentou aumentos sucessivos, mas não o suficiente para absorver o excesso de oferta. Em outras palavras, a economia mundial voltou a crescer, mas devido aos vários motivos apontados, a produção de óleo estava muito excessiva comparativamente à demanda.

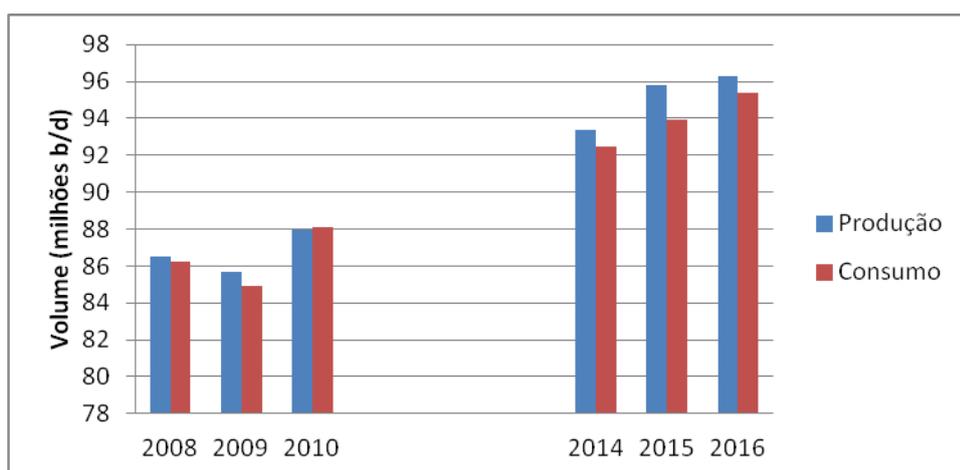


Gráfico 2.6: Produção e Consumo Global de Óleo, 2008-2016 (Fonte: Elaboração própria com os dados da OPEP, 2016).

3. Metodologia: variáveis de produção e econômicas e Empresas Seleccionadas

3.1 Variáveis de produção e econômico-financeiras

Para compreender como períodos de crise financeira de nível internacional vêm afetando o desempenho das companhias de óleo e gás, realizou-se análise com variáveis de produção e econômicas em empresas seleccionadas.

As variáveis de produção seleccionadas estão em linha com as referências da *U.S Securities and Exchange Commission (SEC, 2017)*, órgão que regula e fiscaliza o mercado de capitais nos Estados Unidos:

- i. Produção de líquido e gás natural;
- ii. Reservas provadas;
- iii. Número de poços produtivos;

As variáveis econômico-financeiras seleccionadas seguiram a indicação de Assaf Neto (2003):

- i. Receita total;
- ii. Capacidade de autofinanciamento;
- iii. Liquidez corrente;
- iv. Lucro líquido;
- v. Lucro por ação;
- vi. Preço médio de vendas;
- vii. Custo médio por unidade de produção;

Adotou-se a definição da Petrobras para os conceitos de *upstream* e *downstream*, onde a empresa define as atividades de *upstream*, como sendo as atividades de exploração e produção (E&P), e *dowstream*, as atividades de refino do petróleo bruto, e também o

tratamento do gás natural, o transporte e a comercialização/distribuição de derivados (PETROBRAS, 2016b).

Abaixo seguem as explicações sobre as variáveis acima selecionadas.

3.1.1 Produção de Líquido e Gás Natural

A produção de líquidos e gás natural inclui óleo cru, condensados, gás natural e betume. Quando os preços do petróleo operam em baixa, os produtores geralmente não interrompem a produção. Uma das razões é a existência de custos fixos e dívidas que as empresas possuem e que precisam ser reembolsadas com juros, estando as atividades de E&P sendo realizadas ou não. Por outro lado, as empresas podem usar de forte engenharia financeira para proteção contra as oscilações nos preços do barril; um exemplo, são os derivativos financeiros⁵ desconsiderados nas análises deste trabalho apesar de relevantes para o mercado.

3.1.2 Reservas Provasdas

De acordo com as definições da Norma 4-10 do Regulamento S-X da SEC, as reservas provadas são aquelas quantidades de petróleo e gás, que pela análise dos dados de geociência e engenharia, são consideradas como tendo certeza razoável de que são economicamente viáveis de serem produzidas “a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais existentes” (PETROBRAS, 2016a).

Visando saber se a reserva é economicamente viável, avaliam-se os preços, os custos e a produtividade esperada do reservatório. Para os formulários anuais da SEC, o preço utilizado é a média dos últimos 12 meses anteriores a 31 de dezembro. Essa média

⁵ Os contratos derivativos são contratos que derivam a maior parte do seu valor de uma taxa de referência. São contratos que têm como fim proporcionar aos agentes econômicos, oportunidades para a realização de operações que, viabilizem a transferência de risco das flutuações de preços de ativos (CVM, 2016). Esses contratos protegem as empresas do impacto de uma eventual queda nos preços de mercado durante um determinado período de tempo. Assim, caso o contrato esteja em vigor, essas companhias podem estar protegidas.

considera a volatilidade dos preços da indústria petrolífera e; por isso, pode ser um bom indicador de viabilidade de uma reserva.

Reservas que precisarem de técnicas avançadas de recuperação⁶ serão classificadas como provadas, quando realizarem algum projeto piloto que for bem-sucedido. (SEC, 2010).

As reservas provadas ainda podem ser divididas em desenvolvidas ou não desenvolvidas. As desenvolvidas são aquelas que podem ser recuperadas através de poços existentes com métodos operacionais existentes ou com novos métodos, cujos custos são relativamente menores que a construção de um novo poço. Enquanto as reservas não desenvolvidas são atribuídas às áreas não perfuradas, que precisariam de novos poços ou poços com despesas relativamente maiores. Para estar na categoria “não desenvolvidas”, a SEC estipula um plano de desenvolvimento previamente aprovado e um prazo de início da perfuração de cinco anos, a menos que condições específicas justifiquem um prazo maior (PETROBRAS, 2016a).

Este trabalho optou pelas reservas provadas totais, de óleo, condensados e gás natural, não distinguindo entre desenvolvidas e não desenvolvidas. Pressupõe-se que, como o objetivo é avaliar o quanto a crise pode ter impactado na exploração de novas reservas, as análises das reservas provadas mostrarão o comportamento das empresas frente às oscilações nos preços do barril de petróleo.

3.1.3 Número de Poços Produtivos

Poço produtivo é o poço perfurado em um campo ou reservatório que produzam óleo ou gás, previamente comprovado. Ou seja, com exceção de poços de exploração, de desenvolvimento ou de extensão, são todos os poços com capacidade de produzir hidrocarbonetos (SEC, 2017).

⁶ Técnicas avançadas são métodos não convencionais para aumentar o fator de recuperação do reservatório. Também são conhecidas como recuperação terciária que consiste na injeção de fluidos através de métodos térmicos, miscíveis, químicos, entre outros. (THOMAS, 2001)

A SEC (2017) classifica os poços produtivos em quantidade bruta e líquida. A quantidade bruta se refere ao número total de poços dos quais se detém uma participação. Nesse caso, se uma empresa possuir 50% da produção de um poço e 70% da produção de outro poço, a quantidade bruta de poços dessa empresa será de dois poços.

Já a quantidade líquida significa a soma das participações percentuais nos poços que a empresa detém (PETROBRAS, 2016a). Então, conforme exemplo anterior, o total líquido de poços produtivos seria de 1,2 poços.

Neste trabalho, optou-se por analisar apenas o número líquido de poços produtivos, pois entende-se que é, de fato, o que a empresa detém real controle. Acredita-se que durante as crises, o número de poços caia.

Os itens abaixo contemplarão as definições das variáveis econômicas.

3.1.4 Receita Total

Receita é o montante proveniente dos bens e serviços oferecidos por uma empresa. No caso de empresas petrolíferas, usar-se-á a descrição da Petrobras (SEC/Form 20-F 2015; pg. 94), onde a receita pode ser composta por:

- (a) “Vendas no mercado nacional de derivados de petróleo (diesel, gasolina, combustível de aviação, óleo combustível, nafta e gás liquefeito de petróleo), gás natural, etanol e produtos petroquímicos;
- (b) Vendas de exportação, que consistem principalmente em vendas de petróleo e derivados de petróleo;
- (c) Vendas internacionais (excluindo vendas de exportação), que consistem em vendas de petróleo, gás natural e derivados de petróleo que são adquiridos, produzidos e refinados no exterior;
- (d) Outras fontes, incluindo serviços, receita de juros de investimentos, participação dos lucros em investimentos de equivalência patrimonial, ganhos de variação cambial e ganhos de correção monetária sobre os instrumentos financeiros;”

Como a receita é diretamente proporcional ao preço do barril, é esperado que com a desvalorização do barril, a receita diminua.

3.1.5 Capacidade de Auto Financiamento

O autofinanciamento pode ser definido como “o montante dos recursos gerados pela empresa e que são conservados para o seu financiamento interno” (FLEURIET, 1980). Segundo Gozer et al (2005), pode-se afirmar que:

“Avaliar o grau de autofinanciamento se faz importante por constituir uma fonte de financiamento da empresa e por consequência, a capacidade de expansão da mesma. Garante que a companhia tenha recursos para fazer seus investimentos e também garante a possibilidade de recorrer ao mercado de capitais e de crédito, sem configurar riscos por elevados níveis de endividamento. ”

Para analisar a capacidade de autofinanciamento foram considerados: (a) o fluxo de caixa operacional (FCO) das empresas e (b) os investimentos realizados, representados pelo *Capital Expenditure* (CAPEX).

O fluxo de caixa operacional refere-se ao fluxo de caixa gerado pelas operações de uma companhia. Segundo Ludícibus et al (2003), as atividades operacionais “envolvem todas as atividades relacionadas com a produção e entrega de bens e serviços e os eventos que não sejam definidos como atividades de investimento e financiamento”.

O CAPEX representam os gastos de capitais ocorridos quando uma empresa investe na compra, melhoramento, desenvolvimento ou extensão da vida de ativos físicos, tais como: infraestrutura, equipamentos, sistemas, propriedades, etc., que tenham um período de vida útil (ou seja, produzam benefícios) superior ao exercício de um ano (LIQUIGÁS, 2014).

A razão do fluxo de caixa operacional sobre o CAPEX (FCO/Capex) mostra a habilidade da companhia em adquirir ativos de longo prazo usando fluxo de caixa livre. Assim, para uma razão alta, a indicação é que a empresa tenha capital suficiente para suas operações. Entretanto, com o preço do barril em baixa, a hipótese é que essa razão diminua.

3.1.6 Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção

O preço médio de venda é o preço pelo qual cada unidade de produção foi vendida, e em contrapartida, o custo médio de produção significa o custo gasto pela empresa por cada unidade de produção. Usar-se-á, nesta análise, a unidade de produção “barril de óleo equivalente” (boe)⁷.

É importante contrastar essas duas variáveis para averiguar se diante de um cenário econômico não favorável, o quanto as empresas conseguem “encolher” os seus custos e se adaptarem à nova realidade. Também mostra qual o preço do barril que pode inviabilizar a produção em áreas mais complexas, como as operações *offshore* em águas ultra profundas ou as técnicas não usuais de exploração do *shale*, por exemplo. É esperado encontrar uma redução desses valores diante da desvalorização do barril de petróleo.

3.1.7 Lucro Líquido

O impacto na contabilidade das empresas também pode ser observado no lucro líquido durante os períodos de crise. O lucro líquido é o valor da receita de vendas líquida menos o conjunto do custo do produto vendido, todas as despesas operacionais e os impostos do exercício (SEBRAE, 2016). E quanto maior esse lucro, melhor para a saúde financeira de uma companhia. O lucro líquido determina a permanência do negócio no longo prazo, sendo necessário avaliar possibilidades de novos investimentos para garantir sua sobrevivência. Como o petróleo é o principal bem da indústria, a hipótese é que o lucro líquido caia com a desvalorização do barril.

3.1.8 Lucro por Ação (LPA)

O LPA mostra o lucro líquido auferido por cada ação de uma empresa. De uma forma simplificada, indica o lucro líquido da companhia pelo número de ações emitidas em um determinado período mais ações que serão emitidas no futuro (ASSAF NETO, 2003). O objetivo de se emitir novas ações é a captação de recursos financeiros para investimentos.

⁷ O fator de conversão utilizado para transformar gás natural em óleo, considera cada barril de óleo equivalente (boe) igual a 6 mil pés cúbicos de gás natural (SEC, 2015).

É previsto que o lucro por ação caia com a desvalorização do barril de petróleo, dado que este é a principal fonte de lucro da empresa.

3.1.9 Liquidez Corrente

Liquidez corrente refere-se à relação existente entre o ativo circulante e o passivo circulante, indicando a capacidade de pagamento da empresa no curto prazo. Se a liquidez for superior a 1, tal fato significa um capital de giro positivo, se igual a 1 pressupõe sua inexistência, e, inferior a 1, um capital de giro negativo (ASSAF NETO, 2003). Como a liquidez corrente está atrelada ao curto prazo, a suposição é que ela se mantenha ou aumente, pois a desvalorização do barril de petróleo não deve esgotar a capacidade de pagamento de uma empresa no curto prazo.

A tabela 3.1 mostra a relação esperada das variáveis escolhidas com a desvalorização do barril de petróleo.

Tabela 3.1: Relação Esperada entre as Variáveis Seleccionadas e a Desvalorização do Barril de Petróleo

Variáveis	Tipos	Trajectoria esperada com a queda do preço do barril (sinal)
Variáveis de Produção	Produção Total	-
	Reservas provadas	-
	Poços Produtivos	-
Variáveis Econômicas	Receita	-
	Autofinanciamento	-
	Preço de Venda	-
	Custo de Produção	-
	Lucro Líquido	-
	Liquidez corrente	-

Na seção seguinte serão apresentadas as empresas seleccionadas, BP, Chevron e Total. São consideradas *majors* do setor petrolífero mundial. A exclusão da empresa Petrobras deste trabalho se deve ao atual momento econômico-financeiro e político distinto enfrentado pela mesma.

3.2 Empresas Seleccionadas: BP, Chevron e Total

O propósito de traçar um perfil de comportamento e desempenho das empresas, busca saber a similaridade ou não das principais *majors* do setor petrolífero: BP, Chevron e Total no período de 2006 à 2015. Foram priorizadas companhias de regiões diferentes: Inglaterra, EUA e França, respectivamente visando minimizar qualquer viés. Todas as empresas são de capital privado e possuem como regiões de atuação, mais de setenta países. Também apresentam uma vasta gama de dados econômico-financeiros e de produção. Acredita-se que esta diversificação quanto as empresas e regiões possa contribuir para a análise do comportamento das empresas em épocas de crise financeira. Saliente-se que a exclusão da empresa Petrobras tem como principal motivo, a forte crise econômico-financeira e política que se encontra desde 2014 com a operação conjunta do Ministério Público Federal e a Polícia Federal conhecida como “Lava-jato”.

A primeira empresa a ser apresentada será a *British Petroleum* (BP).

3.2.1 British Petroleum (BP)

A BP, originalmente *Anglo-Persian Oil Company*, foi formada em 1908, quando uma expedição financiada por William D’Arcy encontrou petróleo na região da Pérsia. No entanto, em 1914, a companhia já se encontrava perto da falência pela falta de mercado consumidor para todo o óleo produzido. Na época, carros movidos a derivados de petróleo eram caros para serem considerados um mercado de massa (BP, 2017b).

Posteriormente, Winston Churchill (1874-1965) nomeado como Primeiro Lorde do Almirantado (1911), começou a defender no Parlamento Inglês, a necessidade de apoiar a única companhia de óleo britânica e o Estado passou a ser o maior investidor da empresa após 1914. Duas semanas depois, iniciou-se a Primeira Guerra Mundial e a demanda por óleo disparou (BP, 2017b).

Em 1939, o Reino Unido entra na Segunda Guerra Mundial e com os riscos envolvidos na trajetória de exportar óleo do Irã⁸, a companhia britânica começa a produzir em território nacional (BP, 2017b).

Após a segunda guerra, começam no Oriente Médio discussões nacionalistas sobre a exploração petrolífera de companhias estrangeiras. Em 1951, o Irã decide nacionalizar suas operações e todas as atividades da *Anglo-Iranian* são encerradas e os empregados são deportados. Entretanto, diante de tais medidas, os estados ocidentais passam a boicotar o óleo iraniano e em 18 meses, a economia do Irã torna-se insustentável. Assim, representantes do país passam a permitir consórcios com companhias do exterior para as operações petrolíferas. A *Anglo-Iranian* passa a ter direito de 40% em operações realizadas no território iraniano. Em 1954, a companhia é rebatizada para *The British Petroleum Company* (BP, 2017b).

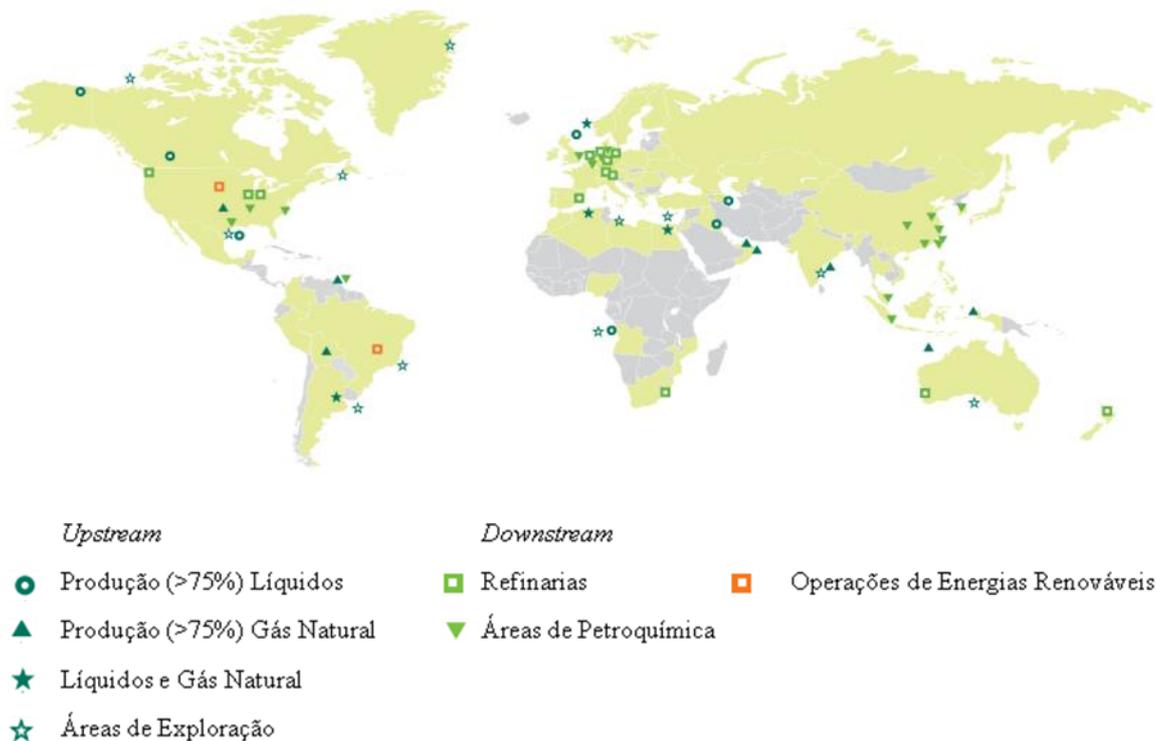
Na década de 70, a configuração do Oriente Médio começou a mudar novamente. A ascensão de Muammar al-Ghaddafi na Líbia defendia uma maior porcentagem de pagamento pelas companhias estrangeiras e acabou influenciando todas as outras potências da região. Os impactos na BP foram severos, porque entre a década de 70 e 80, o óleo extraído no Oriente Médio pela empresa passa de 80% da sua produção total para apenas 10%.

Durante sua trajetória, a empresa também fez parte das sete maiores companhias de óleo e gás do mundo, o conhecido grupo das Sete Irmãs, até a década de 70.

Em 1987, o governo britânico vende as suas últimas ações e a companhia se torna completamente privada (BP, 2017b).

Atualmente, suas operações estão presentes em mais de 70 países, como mostra o mapa 3.1, tendo sua sede no Reino Unido. Possui como principal área de atuação as áreas de *upstream* e *downstream*, e ainda atua no mercado de lubrificantes e produtos petroquímicos, além de operações em energias renováveis. Produz cerca de 3.3 milhões barris de óleo equivalente por dia (boed) e conta com um quadro de 79.800 empregados ao redor do mundo (BP, 2016b)

⁸ Em 1935, é adotado oficialmente o nome Irã para o país, que deixa de ser chamado de Pérsia (BBC, 2016).



Mapa 3.1: Mapa de Atuação da BP, 2015 (Fonte: SEC/Form 20-F BP, 2016b).

As áreas de atuação da BP ao redor do mundo estão descritas abaixo (BP, 2017a).

Na produção de petróleo em águas profundas está presente na Angola, Brasil, Egito, Estados Unidos, Índia, Trindade & Tobago, Reino Unido e possui áreas de exploração na Austrália e no Canadá.

Na produção de gás não convencional, que corresponde a cerca de 80% do gás natural produzido *onshore* pela BP, possui operações nos Estados Unidos e em Omã.

A BP ainda possui as seguintes refinarias: Durban na África do Sul, em Scholven e Balvaria na Alemanha, em Kwinana na Austrália, em Valencia na Espanha, Washington, Indiana e Ohio nos Estados Unidos, Rotterdam na Holanda e Whangare na Nova Zelândia.

Possue petroquímicas na Alemanha em Mulheim, na Bélgica em Geel (Antwerp), na China nas regiões de Chongqing, Zhuhai, Najing e Caojing, na Coreia do Sul em Ulsan, nos Estados Unidos em Cooper River (South Caroline) e Texas City (Texas), na Indonésia na região de Java, na Inglaterra em Hull (Saltend), na Malásia em Kertih e em Taiwan nas regiões de Formosa, Kaohsiung e Taichung.

As atividades em energias renováveis estão no Estado de Goiás (Brasil) com operações em biocombustíveis e também estão presentes em 16 fazendas eólicas pelos EUA.

Em sua história recente, a companhia sofreu um grande impacto causado pelo acidente na plataforma *Deepwater Horizon* no Golfo do México em 2010. Devido a um *blow out*⁹ e, sequencialmente, uma explosão, quando a semi submersível¹⁰ afundou provocando a morte de 11 pessoas e o vazamento de 4,9 milhões de barris de óleo durante 87 dias (BLOOMBERG, 2016a). Estima-se que o prejuízo da empresa tenha sido na ordem de US\$ 55 bilhões (THE ECONOMIST, 2015), entre indenizações ao Estado, custo de contenção do vazamento, penalidades criminais, multa por fraudar publicações sobre o vazamento de óleo e a revitalização do turismo.

3.2.2 Chevron

A história da companhia teve origem em 1879, com a *Pacific Coast Oil Co*, no Estado da Califórnia, quando explorou as reservas de óleo do Pico Canyon (CHEVRON, 2017a).

⁹ *Blow out* é o fluxo incontrolável dos fluidos confinados nos poros da formação para o poço (THOMAS, 2001).

¹⁰ Semi submersíveis são plataformas do tipo flutuante que possuem baixa capacidade de armazenamento. Podem ser utilizadas em águas profundas (300 a 1500m) e ultra profundas (acima de 1500m) (PETROBRAS, 2016c).

Em 1900, a empresa foi adquirida pelo grupo *Standard Oil*, de John D. Rockefeller, conglomerado responsável pela produção, refino, transporte e distribuição de petróleo (CHEVRON, 2017a). O grupo *Standard Oil* era muito poderoso na época. Na década de 1890, a empresa e suas subsidiárias controlavam cerca de 80% das refinarias americanas (YERGIN, 2010). Por ser monopolista, o grupo era formador de preços para as empresas distribuidoras de derivados. Também era o único comprador de óleo cru e como consequência, detinha o controle absoluto sobre toda a cadeia de produção do petróleo (YERGIN, 2010).

Em 1911, o governo norte-americano quebrou o monopólio exercido pelo magnata Rockefeller através da Lei *Sherman*. A lei criada em 1890, visou garantir a concorrência entre as empresas nos Estados Unidos e como resultado, o império da *Standard Oil* foi desmembrado em 33 empresas (YERGIN, 2010).

As empresas mais importantes nascidas desta divisão que, mais tarde, se tornaram as maiores empresas da indústria mundial do petróleo foram:

- (a) *Standard Oil of California* (mais tarde Chevron);
- (b) *Standard Oil of New Jersey* (mais tarde Exxon);
- (c) *Standard Oil of New York* – Socony (mais tarde Mobil);
- (d) *Standard Oil of Indiana* (mais tarde Amoco);
- (e) *Standard Oil of Ohio* (Sohio).

Em oito anos, a *Standard Oil of California* se expandiu rapidamente com a descoberta de três campos de petróleo na Califórnia e também com o crescimento da população e da demanda por combustíveis. Possuíam cerca de 220 postos de gasolina espalhados pelo país.

Em 1933, a Arábia Saudita concede à empresa o direito de explorar em suas terras e após cinco anos, é achado petróleo no país pela primeira vez, no campo de *Dammam* (OPEP, 2016).

Durante a Segunda Guerra Mundial, a companhia assumiu compromisso com os países aliados (EUA, Reino Unido, União Soviética e China). A demanda por óleo aumentou

e paralelamente ocorreu o *boom* no mercado petroquímico, com a demanda por borracha sintética. Refletindo o crescimento da companhia pós guerra, em 1951, a receita da empresa atinge o marco de U\$1 bilhão.

Na década de 60, suas operações são expandidas para a Guatemala, El Salvador, Honduras e Costa Rica e também é criada a *Chevron Oil Europe* para as atividades no continente europeu.

Em 1984, a empresa passou oficialmente a se chamar *Chevron Corporation*, depois da fusão com a *Gulf Oil Corp.* Pode-se dizer que a década de 80 foi marcante para a empresa com descobertas de poços e reservas de petróleo no mundo inteiro.

Em 2001, fundiu-se mais uma vez, agora com a Texaco, em uma operação avaliada em cerca de US\$ 45 bilhões (THE NEW YORK TIMES, 2001). Com esta fusão, passou a ser proprietária de inúmeros postos de gasolina em Estados onde não estava presente, além da conquista da marca de lubrificante *Havolin*, reconhecida mundialmente (CHEVRON, 2017a).

A empresa americana que fez parte do seleto grupo das maiores petrolíferas no passado, as famosas Sete Irmãs, atualmente se configura nas operações de *upstream* e *downstream*, produtos petroquímicos e serviços. Além disso, também opera gerando eletricidade através das energias renováveis: solar, térmica e eólica. Possui cerca de 61.500 empregados (CHEVRON, 2016a). O mapa 3.2 apresenta a distribuição das suas atividades *upstream* ao redor do mundo.



Mapa 3.2: Mapa das Operações *Upstream* da Chevron, 2013 (Fonte: SEC/Form 20-F Chevron, 2014).

Os seus principais projetos são (CHEVRON, 2017b):

- Projetos de produção de gás natural: Bibiyana em Bangladesh, Chuandongbei na China, Escravos Gas to Liquids na Nigéria e Ubon na Tailândia.
- Projetos de óleo pesado: Kern River nos Estados Unidos, Hebron no Canadá, Captain EOR no Reino Unido, Wafra Steamflood entre Arábia Saudita e Kwait e Duri na Indonésia.
- Projetos de óleo convencional: Clair Ridge no Reino Unido, Alder Mafumeira Sul na Angola, Tengizchevroil Future Growth Project no Cazaquistão, Kurdistan Region of Iraq no Iraque.
- Projetos em águas profundas: Tahiti Vertical Expansion, Big Foot e Jack/St. Malo no Golfo do México (EUA), Rosebank no Reino Unido, Bonga SW/Aparo na Nigéria, Lianzi na República do Congo e em Angola e Indonésia Deepwater na Indonésia.

- Projetos de gás natural liquefeito: Liard and Horn River Basins no Canadá, Kitimat LNG e Angola LNG na Angola, Wheatstone e Gorgon na Austrália.
- Projetos de *shale*: Kaybob Duvernay no Canadá, Permian Basin e Marcellus & Utica nos Estados Unidos e Loma Campana na Argentina.
- Refinarias: Kurnell e Lytton na Austrália, Cabinda na Angola, Cape Town na África do Sul, Batangas nas Filipinas, Alberta e British Columbia no Canadá, na Califórnia (El Segundo e Richmond), no Havaí, em Mississippi, New Jersey e Utah nos Estados Unidos, Jurong Island na Cingapura, Ta Phut na Tailândia, Yeosu na Coreia do Sul.

3.2.3 Total

A companhia francesa Total foi fundada como *Compagnie Française des Pétroles* (CFP) no ano de 1924. Suas principais operações na época foram a exploração e produção (E&P) de óleo no Oriente Médio.

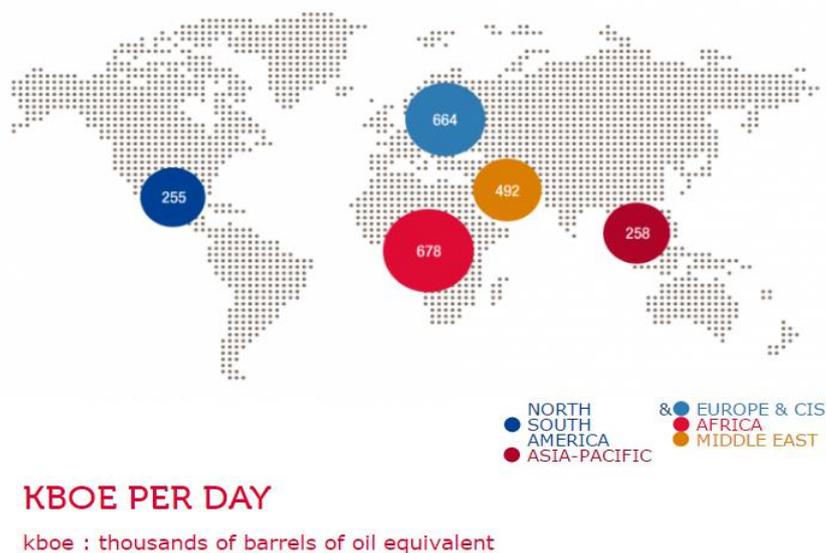
Em 1929, a empresa começou a explorar em outros países e também criou sua primeira afiliada, a refinaria, *Compagnie Française de Raffinage*. Sua primeira refinaria foi construída em 1933, na Normandia, França.

Entrou no mercado petroquímico somente na década de 60 (TOTAL, 2016c). Em 1975, registrou o primeiro investimento em energia solar para que em 2011, adquirisse 60% da companhia líder de energia solar nos EUA, a *SunPower* (TOTAL, 2016c).

Outros episódios marcantes foram: a primeira vez que perfuraram em águas profundas (1982) no Mediterrâneo e a primeira estação de serviços automatizada na França (1986) (TOTAL, 2016c).

Com o passar dos anos, a empresa expandiu suas operações para diversas áreas e atualmente, está presente em mais de 130 países com um quadro de 100.000 empregados atuando na E&P de óleo e gás; no refino atua no mercado de produtos petroquímicos e em serviços.

Maior parte da sua produção de óleo e gás natural provém do continente africano, com cerca de 680 mil boed (TOTAL, 2016c), conforme o mapa 3.3.



Mapa 3.3: Produção de Óleo e Gás da Total no Mundo, 2015 (Fonte: SEC/Form 20-F Total, 2016b).

Os seus principais projetos ao redor do mundo incluem (TOTAL, 2017):

- Projetos em águas profundas: Laggan-Tormore no Mar do Norte, CLOV e Kaombo na Angola, Moho Nord na República do Congo e Egina na Nigéria.
- Projetos de gás natural liquefeito: Yamal LNG na Rússia e Ichthys na Austrália.
- Refinarias e petroquímicas: Antwerp na Bélgica, Daesan na Coreia do Sul, Normandia na França, Port Arthur nos Estados Unidos, Ras Laffan no Qatar e Satorp na Arábia Saudita.
- Projetos em energia solar: Shams nos Emirados Árabes, PV Salvador no Chile, California Valley e Solar Star nos Estados Unidos e Prieska na África do Sul.

4. Avaliação das Variáveis de Produção e Econômico-financeiras das *Majors*

Este capítulo tem como objetivo avaliar o comportamento de cada variável descrita na metodologia para a BP, Chevron e Total durante o período de 2006 a 2015.

Todos os dados presentes neste capítulo foram retirados dos relatórios 20-F e 10-K da SEC. Os formulários 20-F são obrigatórios para companhias estrangeiras que possuem fundos de ações nas bolsas de valores dos EUA, e neste estudo, foram usados para a BP e para a Total. O formulário 10-K é preenchido por empresas domésticas com ações negociadas na bolsa e no caso, foi usado para a Chevron. Ambos são relatórios padronizados pela SEC, órgão regulador do mercado de capitais norte americano, e devem ser apresentados anualmente.

As variáveis avaliadas em relação à produção são:

- i. Produção de líquido e gás natural;
- ii. Reservas provadas;
- iii. Número de poços produtivos;

Enquanto as variáveis econômico-financeiras são:

- i. Receita total;
- ii. Capacidade de autofinanciamento;
- iii. Liquidez corrente;
- iv. Lucro líquido;
- v. Lucro por ação;
- vi. Preço médio de vendas;
- viii. Custo médio por unidade de produção;

4.1 Avaliação da BP

A primeira variável a ser analisada é a produção total de óleo e gás da BP. O período contemplado é de 2006 a 2015. A partir do gráfico 4.1, é possível observar que a produção total da BP depois das crises de 2008 e de 2014, apresentou um leve aumento na produção. De 2008 para 2009 cresceu 4% e de 2014 para 2015, 3%. Entretanto, percebe-se, também, uma queda de patamar a partir de 2010, que foi originada do acidente no Golfo do México neste mesmo ano. Para responder aos prejuízos envolvidos do vazamento, a empresa iniciou um programa de desinvestimento, como estratégia de recuperação e sua produção acabou sendo afetada com a venda de ativos, pois vendeu sua participação em áreas de exploração e produção importantes.

Em 2010, foram vendidos U\$17 bilhões em ativos (BP, 2011) para pagar as multas e custos aplicados. Destes, U\$14 bilhões foram provenientes de regiões de exploração e produção e cerca de U\$2 bilhões do setor de refinaria (BP, 2011). Os principais ativos vendidos da empresa ocorreram nas seguintes locações: *U.S Permian Basin*, *Western Canadian*, concessões da exploração em *Western Desert* no Egito, venda da sua participação na empresa *Pan American Energy* na Argentina e investimentos na E&P de óleo e gás na Venezuela, Vietnã e Colômbia.



Gráfico 4.1: Produção de óleo e gás natural total da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

A próxima variável analisada são as reservas provadas, definida como o volume com alto grau de certeza de ser produzida sob critérios econômicos e geológicos. O período de

análise é de 2006 a 2015. Observa-se que a quantidade de reservas provadas da BP, ao contrário da tendência global, aumentou em 2009 e sofreu uma queda apenas depois do acidente na *Deepwater Horizon*, em virtude do seu programa de desinvestimento, quando vendeu 8% de suas reservas em 2012. Em seguida, a empresa registrou aumento de 6% em 2013, justificado pela aquisição de 19,75% da empresa *Rosneft*, a maior companhia de óleo na Rússia (BP, 2014). A Rússia detém cerca de 6% das reservas provadas mundiais (BP, 2016c) e por isso, contribuiu para o aumento das reservas da BP em 2013.

O foco da BP em seu planejamento pós acidente foi manter suas reservas provadas e, assim o fizeram, mantendo a posse de cerca de 90% até 2014. No ano seguinte, as reservas tornaram a cair e pode-se correlacionar esse fato, com a redução de 50% do capital para a E&P desde 2014. Esse comportamento pode ser verificado no gráfico 4.2.

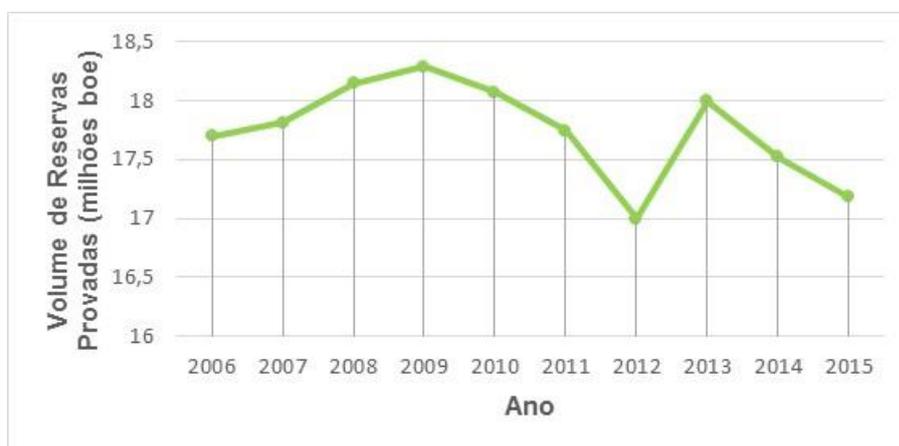


Gráfico 4.2: Reservas Provadas da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

Apesar da crise de 2008, a performance operacional em 2009 foi sólida e bem sucedida. A produção e o número de poços produtivos de óleo e gás, que são aqueles que podem produzir hidrocarbonetos em quantidade adequada à comercialização, cresceram sucessivamente. Entretanto, ao longo do ano do acidente, é possível verificar a redução de poços produtivos da companhia. Ou seja, desde 2011, quando o programa de desinvestimento da BP foi iniciado, quase metade das instalações de *upstream* e um terço dos poços da companhia foram vendidos, o que explica a queda acentuada de 2011 a 2013 no gráfico 4.3.

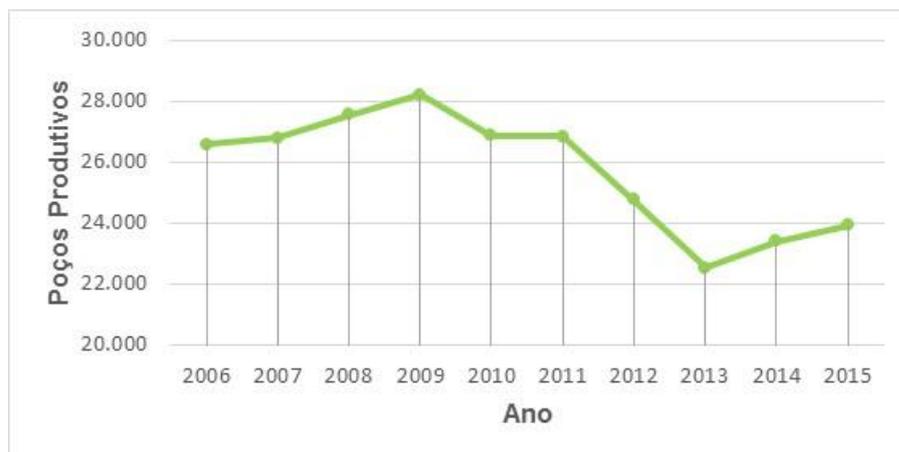


Gráfico 4.3: Número de Poços Produtivos da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

A próxima variável é a receita total da empresa, definida como o valor total de bens e serviços produzidos pela companhia, ou seja, o preço multiplicado pela quantidade. O período de análise é de 2006 a 2015. Comparando a receita proveniente da companhia com a cotação do petróleo tipo *Brent*, nota-se como estão correlacionadas. Tendo em vista que o volume da produção foi pouco alterado no período, as variações de receita foram impactadas pelo preço do óleo. A maior variação da produção foi a redução de 9% em 2011, de acordo com o gráfico 4.4.

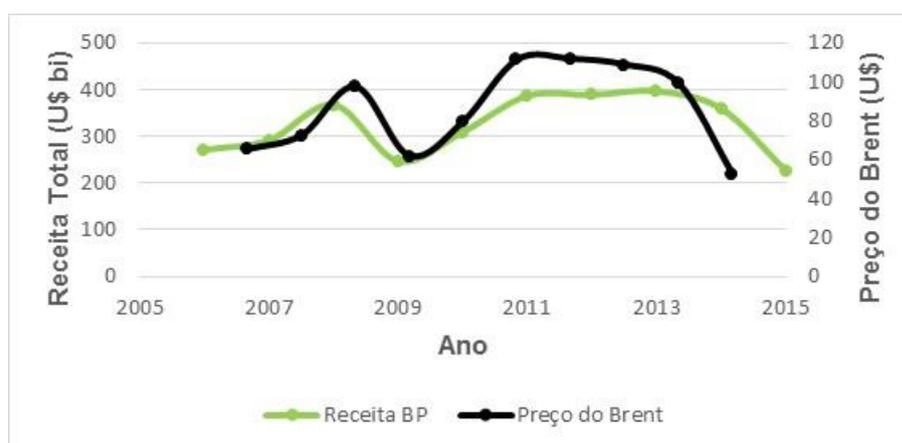


Gráfico 4.4: Receita total da BP e Preço do petróleo Tipo *Brent*, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

Em relação a capacidade de autofinanciamento da BP de 2006 a 2015, que mede o grau da própria empresa de se financiar considerando o fluxo de caixa operacional e o *capex*, observa-se que o acidente de Macondo interferiu na capacidade financeira da companhia. Em todos os anos anteriores a 2010, os resultados da empresa permitiram que fosse gerado um fluxo de caixa consideravelmente maior do que os investimentos realizados. A partir de 2010, a realidade se inverte, fazendo com que a BP perca sua capacidade de autofinanciamento como mostrado no gráfico 4.5.

O fluxo de caixa operacional é um dos *key performance indicators* (KPIs) do grupo inglês para medir o progresso em relação a estratégia. Em 2014, o crescimento acentuado do fluxo de caixa foi justificado por um plano de “10 pontos” estabelecido pela companhia em 2011 visando restaurar a confiança do investidor e o seu valor de mercado depois do acidente da *Deepwater Horizon*. Em contrapartida, a posterior queda em 2015, foi ocasionada pelo ambiente internacional de baixo preço do óleo (BP, 2016b).

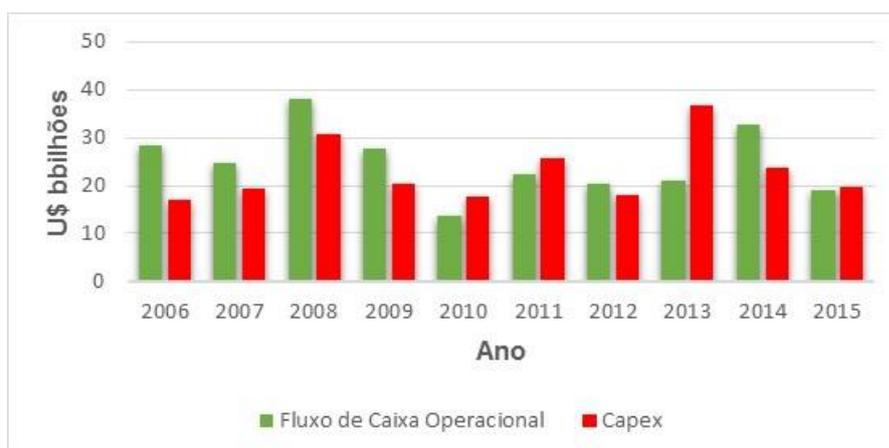


Gráfico 4.5: Capacidade de auto-financiamento da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

Também no âmbito econômico, a comparação entre o preço médio de venda e o custo médio por barril é de extrema importância para saber as possibilidades de lucro médio no período. Podemos observar que durante o período de 2007 a 2015, as variações nos preços de venda são mais acentuadas que as variações nos custos. A alta do barril de petróleo viabiliza investimentos na exploração e produção de cenários mais hostis, como reservatórios não convencionais e águas ultra profundas. A produção nessas condições

exigem técnicas de extração mais complexas e inovações tecnológicas que, como consequência, afetam o custo de produção médio por barril.

Salienta-se que o custo médio referente a 2006 não foi disponibilizado no relatório anual da companhia, por isso, o dado não está presente no gráfico 4.6.



Gráfico 4.6: Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

A próxima variável analisada é o lucro líquido definido como o valor da receita das vendas líquidas menos o custo de produção, despesas operacionais e impostos do exercício. O lucro líquido da companhia apresentou queda de 2008 para 2009, na ordem de 23%, se comparada ao efeito desastroso do acidente de Macondo, que afetou o lucro líquido em 120%, de 2009 a 2010. Ainda é possível notar que em 2012, a empresa sofreu mais uma redução brusca no lucro, em razão de multas e dívidas relacionadas ao vazamento de óleo durante 87 dias após a explosão.

O resultado do desastre de 2010 combinado com a crise financeira iniciada em 2014, fizeram com que, em 2015, o lucro líquido da empresa se tornasse negativo, assim como o lucro dos acionistas. A perda atribuída por ação foi de 20 e 35 centavos, respectivamente.



Gráfico 4.7: Lucro Líquido e Lucro por Ação da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

A liquidez corrente indica a capacidade de pagamento da empresa no curto prazo. Quanto maior que zero melhor para a empresa. De 2009 à 2015, a liquidez corrente da BP, ou seja, o capital de giro da companhia, esteve positivo. Vale ressaltar que em 2008, o capital de giro ficou negativo, mas em 2009 cresceu aproximadamente 20%, como mostra o gráfico 4.8.

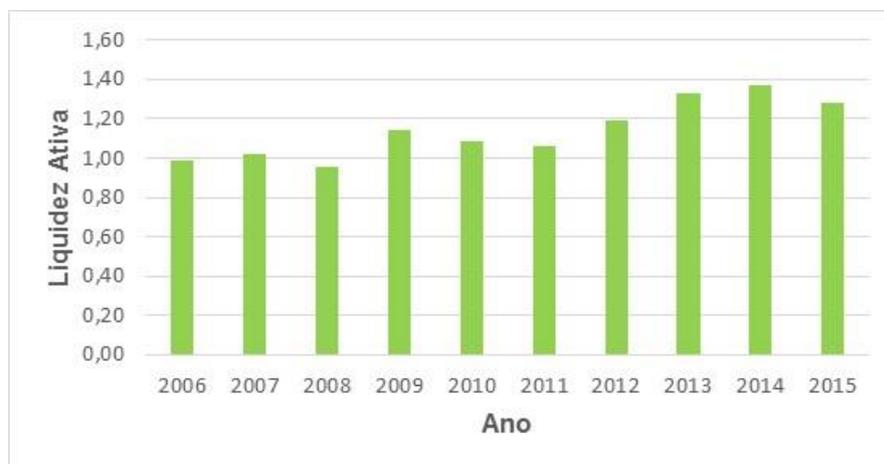


Gráfico 4.8: Liquidez Corrente da BP, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F BP, 2016a).

4.1.1 Considerações Parciais

As variáveis de produção não apresentaram mudanças significativas nas crises de 2008 e de 2014. A produção total aumentou 4% de 2008 para 2009 e de 2014 para 2015. Diante de um cenário de preços baixos do petróleo, a tendência foi aumentar a produção para amenizar a queda brusca da receita. Importante lembrar que receita é a quantidade produzida vezes o preço unitário do barril.

As reservas provadas aumentaram 0,80% na primeira crise e reduziram 2% na segunda. Os custos de exploração são extremamente elevados e é razoável que durante um período de instabilidade, esses custos sejam reduzidos. Como consequência, não há mudanças expressivas na quantidade de reservas, bem como, com o número reduzido de reservas, os poços produtivos tendem a ter menos áreas adequadas à produção e isso dificultará o crescimento do número de novos poços. Além do mais, em períodos de crise, projetos de poços mais complexos podem ser adiados por serem mais dispendiosos. No caso da BP, houve um aumento de 2% para ambas a crises.

Em relação as variáveis econômicas, a situação foi mais impactante. A receita diminuiu 33% na crise de 2008 e 37% na crise de 2014, como era o esperado. Enquanto que, a capacidade de autofinanciamento aumentou 10% na primeira crise e reduziu 29% na segunda. De 2008 para 2009, a BP reduziu o *Capex* em 34% e por isso, conseguiu aumentar o seu poder de financiamento em 10%.

O preço de venda médio diminuiu 38% e 49%, em contrapartida com o custo médio do barril que reduziu 12% e 19% considerando ambas as crises 2008 e 2014. Nesse sentido, a crise de 2014 foi mais severa que a de 2008 por ter uma discrepância maior entre o preço de venda e o custo de extração.

Finalmente, o lucro líquido da BP diminuiu 23% em 2009 e 200% em 2015. O fato do acidente da *Deepwater Horizon* ter acontecido entre as duas crises, agravou muito a situação da companhia. Apesar disso, a liquidez corrente ficou positiva em ambos os momentos, aumentando 20% no primeiro e reduzindo 7% no segundo.

4.2 Avaliação da Chevron

Analisando a produção total da empresa, produção de líquidos e gás natural, incluindo o óleo cru, condensados, gás natural e betume, as crises de 2008 e de 2014 não tiveram impacto relevante sobre a companhia. Pelo gráfico 4.9, com exceção de 2009, a produção total pouco variou entre 2006 a 2015. Em 2009, houve um aumento de 7%, que pode ter sido uma das maneiras que a empresa encontrou para blindar a sua receita, dado que devido à crise de 2008, o preço do barril estava em queda.

A empresa justifica a elevação no nível de produção em 2009, a expansão do campo de Tengiz, no Cazaquistão. Em 2015, após 4 anos de redução na produção, torna a crescer num percentual de 2%, em função da *Permian Basin* nos EUA e do projeto em *Wheatstone* na Austrália (CHEVRON, 2017a).

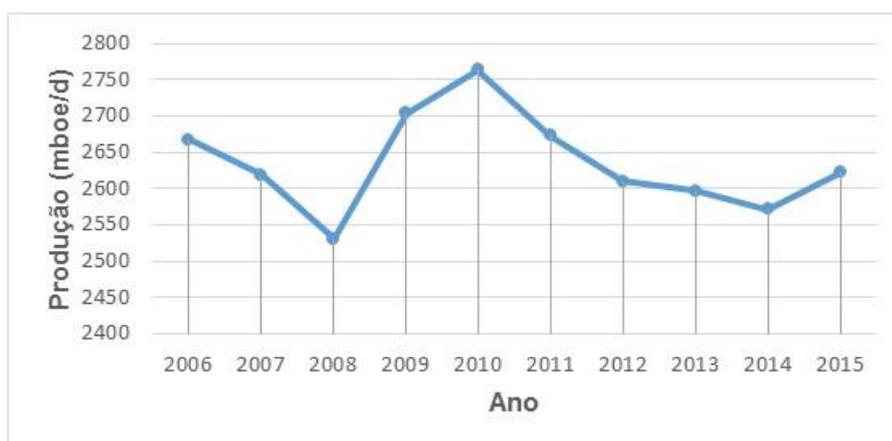


Gráfico 4.9: Produção de óleo e gás natural da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com os dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

As reservas provadas, que são aquelas que possuem alto grau de garantia de serem produzidas, tanto economicamente quanto sob aspectos geológicos, também variaram pouco entre 2006 e 2015. A maior variação foi em 2010, com uma queda de 7%. Em 2009 e em 2015, anos seguintes as crises, houve um aumento de 1% e 0,6%, respectivamente.

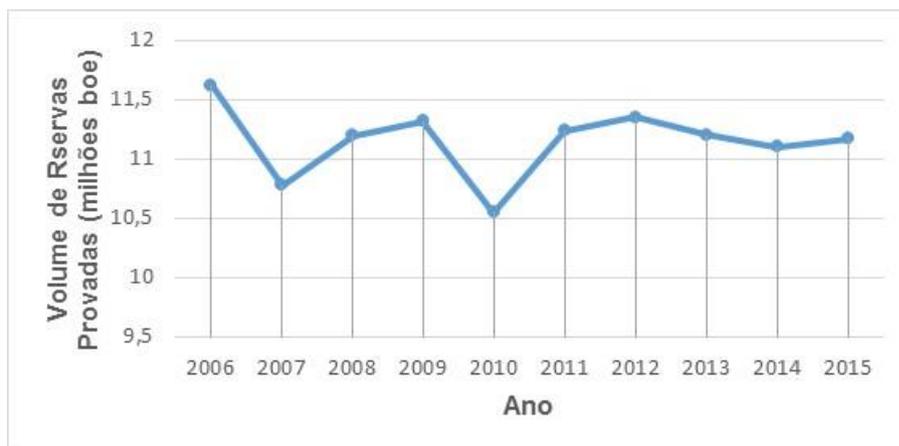


Gráfico 4.10: Reservas Provadas da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

O número de poços produtivos da Chevron, ou seja, tanto os poços que a empresa possui controle total, quanto os poços que só possuem uma participação do total, cresceu 13% no intervalo analisado, apesar das quedas nos anos de 2008, 2009 e 2014, conforme pode-se verificar no gráfico 4.11.

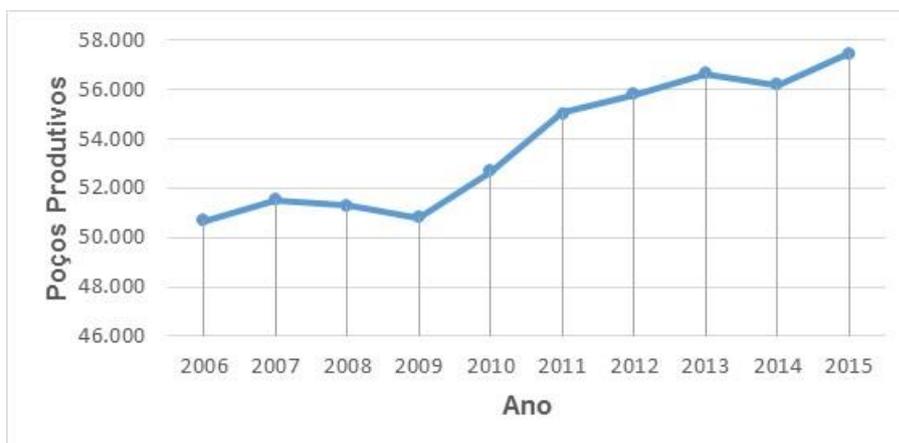


Gráfico 4.11: Poços Produtivos da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

A receita total é o montante que a empresa ganhou com as vendas de petróleo no mercado nacional e internacional, serviços, receita de juros de investimentos, participação dos lucros em investimentos de equivalência patrimonial, ganhos de variação cambial, entre outros no período de 2006 à 2015. Nota-se que a evolução da receita está atrelada ao preço do barril e apresenta um comportamento semelhante a este. Assim, mesmo quando o preço

do petróleo tipo *Brent* aumentou significativamente, como ocorreu de 2009 a 2011, a receita não aumentou na mesma proporção, conforme gráfico 4.12, já que o nível da produção se manteve praticamente inalterado.

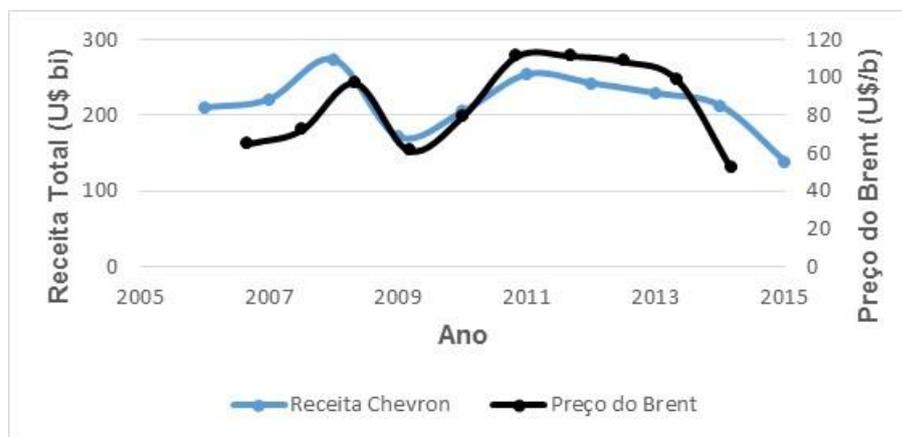


Gráfico 4.12: Receita Total da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

A capacidade de autofinanciamento refere-se à diferença entre o quanto a empresa ganha, representado pelo fluxo de caixa operacional, e o quanto ela gasta investindo nela própria, representada no presente estudo pelo *capex*. Pelo gráfico 4.13, entre 2006 a 2015, pode-se observar que a Chevron manteve uma elevada capacidade de autofinanciamento em seis dos dez anos analisados. Em 2009, sua capacidade de se financiar tendeu a zero, mas foi revertida entre 2010 e 2012. Em 2011, a Chevron adquiriu a empresa americana *Atlas Energy, Inc.*, produtora de *shale gas*. A Atlas possuía uma área de produção na maior reserva de gás natural dos Estados Unidos e uma das maiores do mundo, *Marcellus Shale*. Essa aquisição contribuiu para o aumento do Capex de 2010 para 2011.

Em 2015, o cenário dos baixos preços do barril prejudicou o balanço da companhia. Nesse ano, vê-se como os investimentos ultrapassaram significativamente a geração de fluxo de caixa e a empresa que, na crise de 2008, tinha conseguido se manter em equilíbrio, nesta crise registrou resultados negativos.

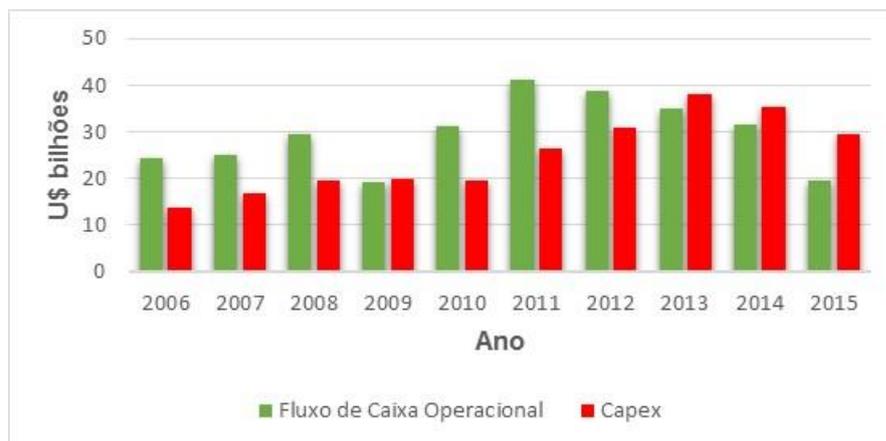


Gráfico 4.13: Capacidade de Auto-Financiamento da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

O custo médio de produção é o quanto a empresa gasta para produzir um barril de petróleo. Neste caso, o custo de produção subiu 116% de 2006 a 2015, de acordo com o gráfico 4.14. Durante este período, houve um aumento acentuado a partir de 2011, ano em que a Chevron adquiriu a empresa *Atlas Energy* (CHEVRON, 2017a), cuja atividade principal é a produção de *shale gas*.

Os EUA possuem a segunda e a quarta maiores fontes de *shale gas* e *shale oil*, respectivamente, do mundo (EIA, 2013). Por esse motivo, o *shale* é uma das principais áreas estratégicas da Chevron.

O gráfico 4.15 nos mostra a evolução da produção de *shale gas* nos EUA. Desse modo, pode-se correlacionar o aumento da produção de *shale* ao longo desses anos, ao aumento do custo médio por barril da empresa.

Nota-se que com a queda do preço do barril em 2008, o custo não foi alterado significativamente. Entretanto, a queda do preço em 2014, pressionou o custo médio de produção, resultando em uma redução de 17% em 2015.



Gráfico 4.14: Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

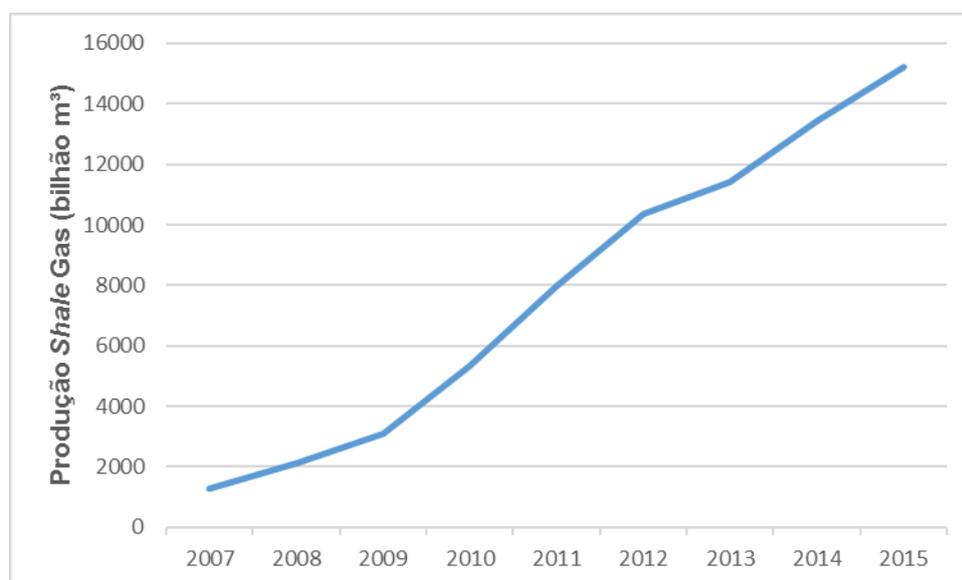


Gráfico 4.15: Produção de *Shale Gas* dos Estados Unidos, 2006-2014 (Fonte: Elaboração própria com dados do IEA, 2015).

A próxima variável a ser analisada entre 2006 e 2015 é o lucro líquido da companhia, como mostra o gráfico 4.16. Esta é definida como a diferença entre a receita de vendas líquidas menos os custos do produto, despesas operacionais e impostos. A Chevron vinha apresentando um resultado positivo em 2007 e 2008, com aumento de 9% e 28% no lucro líquido, respectivamente. Entretanto, com a crise norte-americana, esse valor despencou 56% em 2009, em virtude da baixa cotação do barril, mas nos anos seguintes teve uma

rápida recuperação. Em 2013, houve uma redução de 18% no lucro, sendo justificado pela Chevron por terem tido custos operacionais mais altos, ganhos mais baixos em venda de ativos, margem de lucro menor na venda de produtos refinados e menor produção de óleo. Logo em seguida, os efeitos da crise de 2014 foram mais severos e implicaram na redução de 76% no lucro líquido em 2015. Paralelamente, o lucro por ação da empresa acompanhou o desempenho do lucro líquido, podendo-se pressupor que não foram geradas mais ações como forma de se autofinanciar ao longo desses anos.

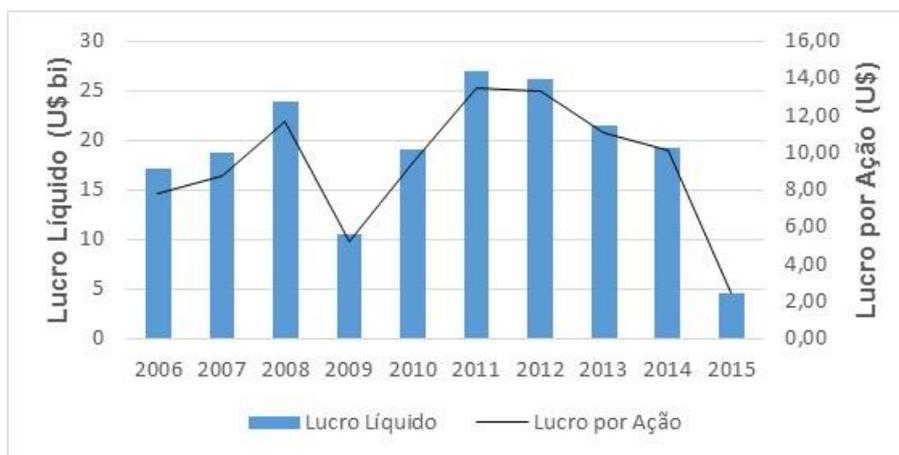


Gráfico 4.16: Lucro Líquido e Lucro po Ação da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

Por fim, a liquidez corrente definida como o capital de giro do negócio. Esta é positiva quando maior que um e negativa, caso contrário. Apesar das quedas vertiginosas no lucro líquido em 2009 e 2015, a companhia apresentou uma liquidez corrente acima de um, em todo o período de 2006 à 2015. Apesar de positivo durante o intervalo analisado, o capital de giro foi afetado, tanto em 2008 quanto em 2014, em 2% e 13%, respectivamente. Entretanto, na primeira crise teve uma recuperação rápida de 25% em 2009, na segunda crise permaneceu constante em 2015, conforme gráfico 4.17.

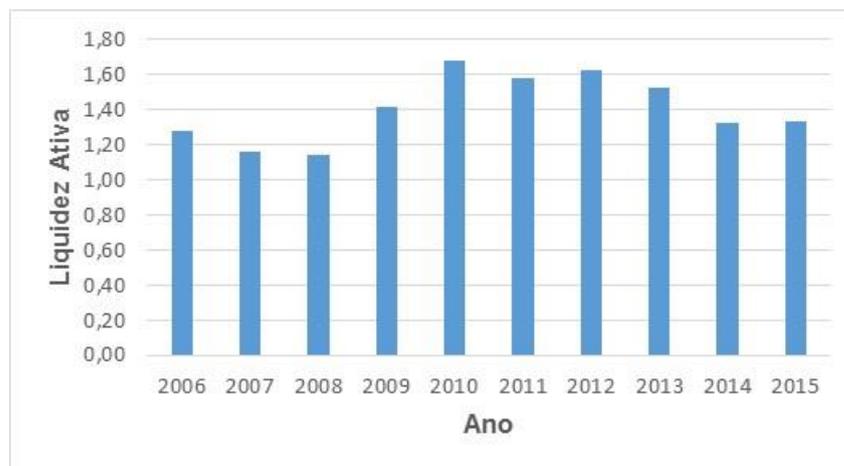


Gráfico 4.17: Liquidez Corrente da Chevron, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados dos SEC/Form 10-K Chevron, 2016b).

4.2.1 Considerações Parciais

Observando as variáveis de produção da Chevron durante as crises de 2008 e de 2014, vemos que os resultados foram pouco expressivos. A produção total de hidrocarbonetos aumentou 7% na primeira crise e 2% na segunda. Quando a cotação do barril está em baixa, para evitar que a receita caia, a tendência foi ajustar o volume de produção.

A quantidade de reservas provadas foi alterada em 1% e 0,59% em cada crise, respectivamente. Embora seja uma prática que garante a durabilidade do negócio, custos com exploração são extremamente elevados e a redução desses gastos em períodos de crise se faz necessária. E nesse sentido, pode-se relacionar o resultado das reservas provadas ao número de poços produtivos, que diminuiu 0,92% de 2008 para 2009 e aumentou 2% de 2014 para 2015. Entende-se que o aumento das reservas viabilize a construção de mais poços, mas já que o primeiro teve alterações ínfimas, não era esperado que a quantidade de poços produtivos seria impactada.

Em relação as variáveis econômicas, a receita da Chevron perdeu 37% em 2009 e 35% em 2015, o que era provável acontecer, embora a produção tenha aumentado. Outra variável que refletiu a crise foi a capacidade de autofinanciamento, que foi reduzida em 35% e 26%, respectivamente. Vale notar que como a crise de 2008 teve origem no mercado norte-americano, os efeitos para a Chevron foram piores em comparação a BP e a

Total. O fluxo de caixa operacional da empresa americana despencou em 2008 e, por isso, a capacidade de autofinanciamento ficou tão comprometida.

Os preços médios de venda caíram 35% e 52%, enquanto o custo médio de produção caiu 5% e 17%, respectivamente. A situação evidencia que diante da crise de 2014, quando a queda do preço de venda foi mais severa, a companhia precisou adotar uma política de corte de custos mais rígida. O lucro líquido também foi reduzido em 56% e 76% frente as duas crises, reforçando o maior impacto negativo que a queda dos preços registrou em 2014. Todavia, a liquidez corrente foi positiva nos dois casos, quando aumentou 25% na primeira crise e 1% na segunda, permitindo à empresa honrar os pagamentos de curto prazo.

4.3 Avaliação da Total

Iniciando pela produção de líquidos e gás natural, incluindo o óleo cru, condensados, gás natural e betume, entre 2006 a 2015, a companhia francesa não apresentou uma mudança expressiva nesta variável até 2013, como pode ser visto no gráfico 4.18. De 2008 para 2009, houve uma redução de apenas 3%. A partir de 2013, a produção diminuiu 6% em 2014, e posteriormente aumentou 9% em 2015.

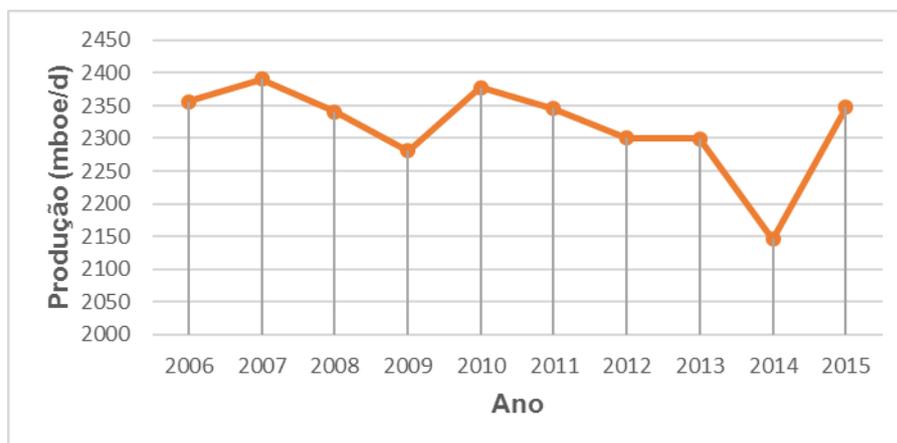


Gráfico 4.18: Produção Total da Total 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

As reservas provadas são aquelas consideradas viáveis de serem produzidas sob o ponto de vista econômico e geológico. Quanto a estas, dentre o intervalo analisado de 2006

à 2015, nota-se um crescimento a partir de 2009, originado de uma fase de investimentos acentuados em exploração.

Para efeito de comparação, em 2007 foram investidos €1,21 bilhões em exploração, e em 2011, os custos foram de €1,62 bilhões, representando um aumento de cerca de 35%. Em 2012, embora o investimento tenha sido de €2,63 bilhões, o volume de reservas não teve alteração significativa (TOTAL, 2013).

Nos anos seguintes, os gastos foram de U\$¹¹2,9 bilhões em 2013, U\$2,6 bilhões em 2014 e U\$1,9 bilhões em 2015, refletindo o período da crise financeira, mesmo que não tenha afetado o volume de reservas provadas. Apesar das crises, a tendência tanto em 2009, quanto em 2015 foi de crescimento gradativo das reservas provadas vide gráfico 4.19.

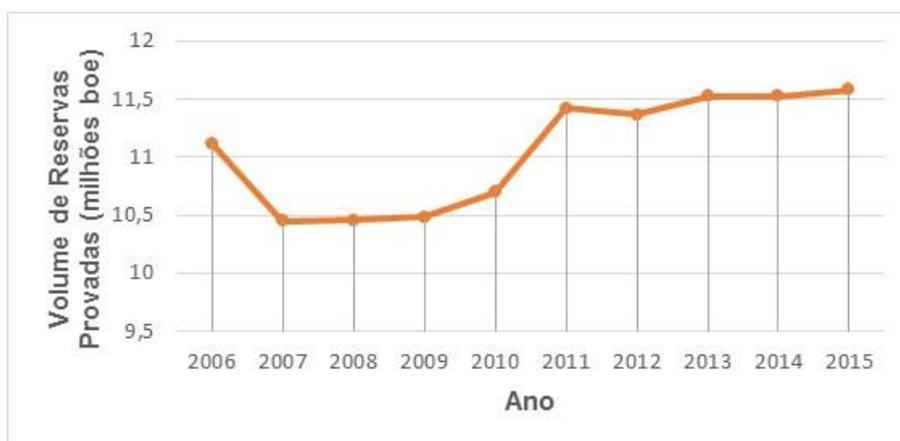


Gráfico 4.19: Reservas Provadas da Total, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

Quanto ao número de poços produtivos, poços que contém hidrocarbnotes em quantidade adequada à comercialização, o desempenho da empresa de 2007 à 2015 foi positivo. Houve um crescimento total de 106% no número de poços no período. A tendência em geral foi progressiva e vale contrastar o gráfico 4.20 com o gráfico 4.19. Observa-se que entre 2007 e 2011, quando o volume de reservas provadas cresceu, o mesmo aconteceu com a quantidade de poços produtivos. Desse modo, pode-se relacionar que um maior

¹¹ A partir de 2013, o relatório SEC/Form 20-F da Total passou a adotar o dólar americano como moeda oficial (Nota do autor).

número de reservas viabilizou o aumento do número de poços produtivos, uma vez que mais áreas estão adequadas à produção.

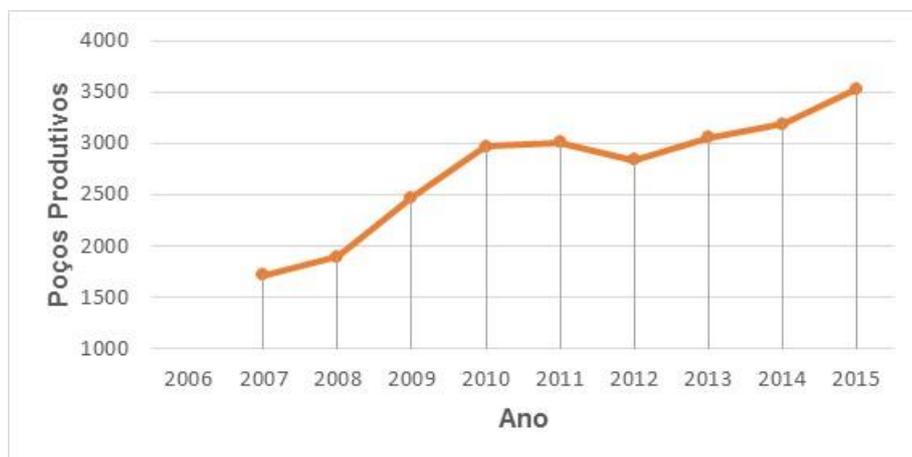


Gráfico 4.20: Poços Produtivos da Total, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

A receita total de uma companhia de óleo e gás é baseada, principalmente, nas vendas ao mercado nacional e internacional de derivados de petróleo, serviços, receita de juros de investimentos e ganhos de variação cambial. Similarmente as outras companhias, a receita total da Total acompanhou o preço do petróleo entre 2006 e 2015. Uma vez que a produção não teve mudanças expressivas, a receita dependeu, majoritariamente, das oscilações do preço do barril, sendo exemplificado no gráfico 4.21.

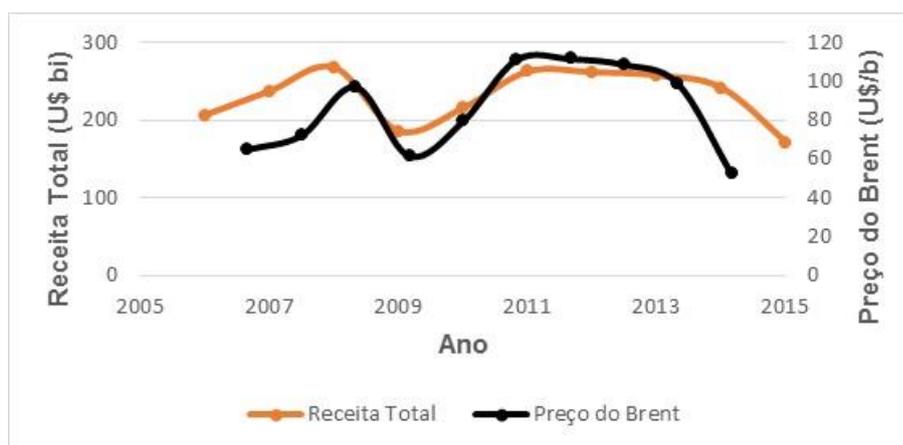


Gráfico 4.21: Receita Total da Total, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

A capacidade de autofinanciamento é entendida como a capacidade da empresa de ter seus próprios recursos para se financiar, considerando a diferença entre o fluxo de caixa operacional e o *Capex* entre 2006 e 2015. Em relação a essa capacidade de autofinanciamento, desde 2006, a Total apresentou uma considerável folga entre o seu fluxo de caixa e o *Capex*. A recessão em 2008 fez o fluxo de caixa despencar no ano seguinte, resultando na perda da sua capacidade de autofinanciamento. A partir de 2011, a empresa apresentou investimentos maiores do que o fluxo de caixa, sendo essa diferença ainda mais acentuada em 2015.



Gráfico 4.22: Capacidade de Auto Financiamento da Total, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

O preço médio de venda é o preço pelo qual cada unidade de produção é vendida, e em contrapartida, o custo médio de produção significa o custo gasto pela empresa por cada unidade de produção. De acordo com a empresa, o custo para produzir um barril de óleo foi progressivo de 2009 a 2014, indo de U\$5,80 para U\$7,84. Somente em 2014, com o impacto do cenário dos baixos preços de venda do petróleo, houve um decréscimo, juntamente com o valor do custo da produção. De 2014 para 2015, nota-se como a acentuada queda do custo de produção acompanhou o preço de venda, no intuito de aumentar a margem de lucro do produto e viabilizar economicamente a E&P.

Os dados referentes a 2006, 2007 e 2008 não foram divulgados em seus respectivos relatórios, por isso, não são exibidos no gráfico 4.23.

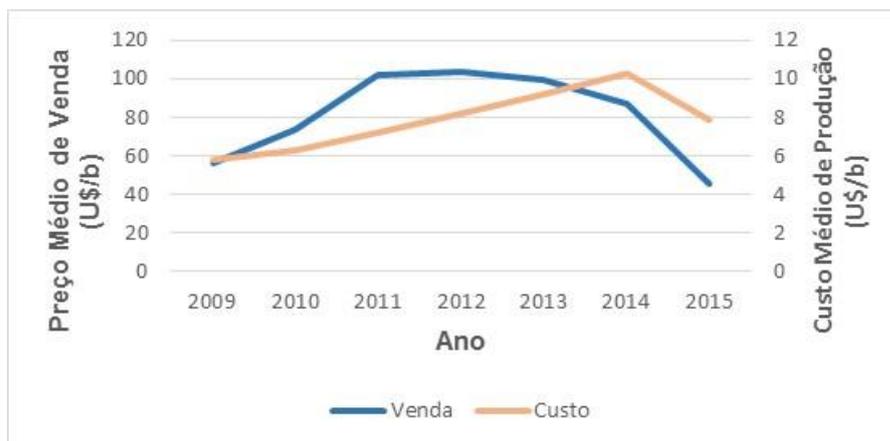


Gráfico 4.23: Preço Médio de Venda e Custo Médio de Produção da Total, 2009-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

Analisando de 2006 a 2015, o lucro líquido, que é o valor da receita total menos o conjunto dos custos para o produto produzido, foi reduzido 24% na crise de 2008 de acordo com o gráfico 4.24. Durante o período analisado, a empresa não registrou perdas significativas até 2013. Contudo, em 2014, houve uma queda de 62%, o que não foi registrado nas demais empresas. A companhia justifica essa redução pelas condições do mercado e que casos de *impairment* que prejudicaram o seu caixa. Entende-se como *impairment* o valor recuperável de um ativo e que, no caso da Total, representou uma depreciação do valor de mercado da empresa, ou seja, a desvalorização de um bem em relação ao seu valor estimado. A companhia esclarece que esse efeito negativo foi impactado por U\$ 2,1 bilhões da produção de gás não convencional nos EUA, U\$ 2,2 bilhões dos ativos de *oil sand* no Canadá e U\$ 1,4 bilhão dos ativos de refinaria na Europa. Os ativos de *oil sand* referem-se à exploração de petróleo através da areia betuminosa na província de Alberta, que faz do Canadá a terceira maior potência mundial em reservas provadas de óleo (EIA, 2015a). O ambiente econômico reduziu a lucratividade do projeto em desenvolvimento, *Fort Hills*, que a Total possui na região, justificando a depreciação. Em relação aos ativos de refinaria, o motivo deveu-se a redução da demanda e baixas margens dos produtos refinados na Europa, especificamente na França e no Reino Unido.

Assim, em 2015, a Total aumentou seu lucro em 20% apesar da crise. É um valor que faz referência a um período em que a empresa já tinha sofrido uma redução rigorosa. Adicionalmente, o lucro por ação atribuído aos investidores, seguiu a tendência do lucro líquido na mesma proporção, o que significou que não houve uma forte mudança na emissão de ações pela empresa no intuito de se financiar.

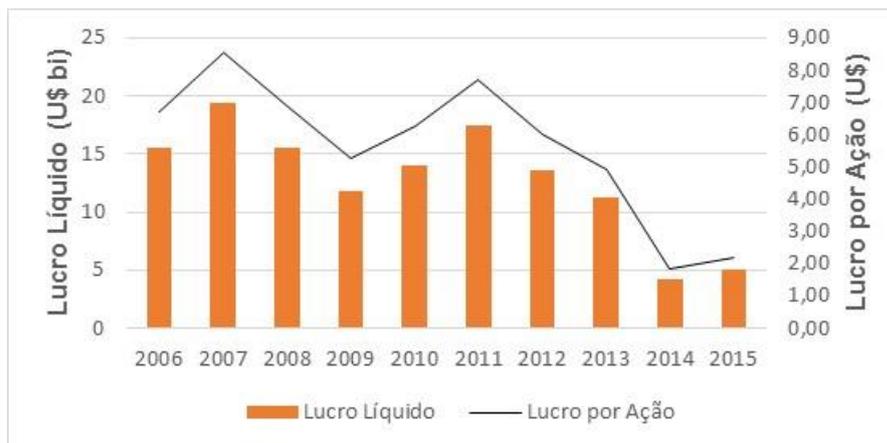


Gráfico 4.24: Lucro Líquido e Lucro por Ação da Total, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

A liquidez corrente se refere ao capital de giro da companhia, indicando a capacidade de pagamento da empresa no curto prazo no período estudado de 2006 à 2015. Com exceção de 2006, todos os outros anos indicaram um satisfatório desempenho quanto a liquidez corrente, dando resultados acima de um. Ou seja, reafirma o compromisso da companhia em honrar com as suas dívidas de curto prazo.

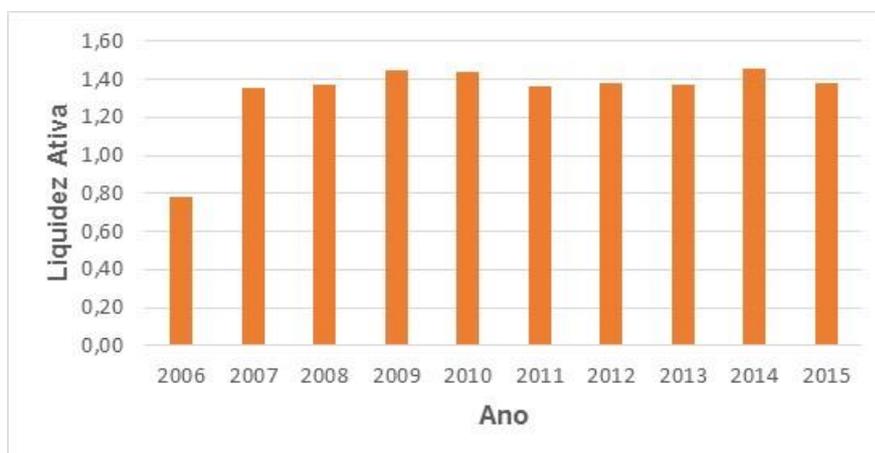


Gráfico 4.25: Liquidez Corrente da Total, 2006-2015 (Fonte: Elaboração própria com dados do SEC/Form 20-F Total, 2016a).

4.3.1 Considerações Parciais

O desempenho da Total em relação à produção entre 2007 e 2013, teve uma taxa de variação de até 5%; então a crise de 2008 não afetou diretamente a produção total. Contudo, percebe-se que após a crise de 2014, o percentual da produção aumentou aproximadamente 9%. Essa pode ter sido uma estratégia da empresa para não ter sua receita reduzida, dado o período prolongado em que os preços do barril estavam em baixa. Então, para manter a mesma receita quando o custo unitário está reduzido, a quantidade produzida precisa aumentar.

O volume de reservas provadas pouco variou em um período de 10 anos entre 2006 e 2015, com exceção de 2007, que diminuiu 6% e em 2011, que aumentou 7%. Nos anos referentes as crises, a taxa variou de zero a 1%, indicando que a quantidade de reserva não foi afetada em 2008/2009 e em 2014/2015.

Já o número de poços produtivos teve um crescimento gradativo de 2007 à 2015, com uma média de 10%a.a, se acentuando nos períodos pós-crise. Esse crescimento foi de 30% e 11%, em 2009 e 2015, respectivamente. O resultado não era esperado, já que isso eleva os custos, e na conjuntura da época, compromete a capacidade de se autofinanciar.

A tendência da receita total foi acompanhar a flutuação do preço do barril, já que a produção não mudou significativamente até 2014. Todavia, em 2015, com um aumento da produção de 9%, a receita não caiu na mesma proporção que o preço do petróleo. Esse fato reforça a hipótese da companhia de ter aumentado sua produção intencionalmente, para não ser tão impactada pela queda do valor do barril.

A capacidade de autofinanciamento foi a variável mais prejudicada nos períodos de crise. Em 2009, caiu 32% e a companhia perdeu a sua capacidade de se financiar e em 2015, caiu 15%, mesmo após sucessivas quedas desde 2011. O fluxo de caixa foi diminuindo e o *Capex* foi aumentando em uma proporção maior.

Além do mais, o corte de custos na crise de 2014, de 24% não foi proporcional a redução do preço de venda de 48%. Apesar disso, o lucro líquido da empresa continuou positivo, bem como a liquidez corrente, honrando sua capacidade de pagamentos de curto prazo.

5. CONCLUSÃO

As flutuações do preço do barril de petróleo são inerentes à indústria petrolífera. Fatores externos, como a geopolítica e a economia interferem diretamente na cotação do óleo e por gerarem grandes incertezas tornam a projeção de preços uma tarefa árdua.

Concomitantemente, cada vez mais as companhias de óleo e gás precisam encarar desafios de E&P mais hostis e complexos, dado que o petróleo é um recurso finito. Empresas avançam em águas ultra profundas e em regiões de *shale*, tornando a operação mais dispendiosa e precisando garantir o retorno de seus investimentos. Sendo a projeção de preços tão incerta, faz-se necessário analisar o histórico da indústria para entender quais foram os principais motivos que impactaram a cotação do petróleo e como as empresas do mercado reagiram aos períodos de instabilidade financeira.

Para tal, foram escolhidas as duas crises mais recentes, a de 2008 e de 2014, e três *majors* do setor de óleo e gás - BP, Chevron e Total – para serem usados como objetos de estudo no intervalo de 2006 a 2015.

Os principais precedentes da crise de 2008 foram o forte crescimento do consumo mundial de petróleo; a fraca expansão da produção mundial de petróleo; a redução da capacidade ociosa (EPE, 2008) e a crise imobiliária norte-americana. Por outro lado, o principal motivo da crise de 2014 foi a oferta em excesso de óleo no mercado.

Visando responder ao questionamento deste trabalho, qual seja: quais foram as decisões das empresas frente as oscilações no preço do barril de petróleo ocorridas em 2008 e 2014 buscou-se identificar a existência de um padrão comportamental e de desempenho das empresas BP, Chevron e Total frente às crises financeiras durante o período estudado. Escolheu-se para tal, tanto variáveis de produção quanto econômicas e chegou-se às tabelas 5.1 e 5.2 abaixo. A tabela 5.3 é a síntese do comportamento geral das variáveis comparando as performances das três companhias selecionadas.

Tabela 5.1: Variáveis de Produção durante as crises de 2008 e 2014 (Fonte: Elaboração própria com base em SEC/Form 20-F da BP e Total e SEC/Form 10-K da Chevron)

	BP (%)		Chevron (%)		Total (%)	
	2008-2009	2014-2015	2008-2009	2014-2015	2008-2009	2014-2015
Produção Total	4,17%	4,00%	6,88%	1,98%	-2,56%	9,33%
Reservas provadas	0,80%	-1,96%	1,05%	0,59%	0,24%	0,49%
Poços Produtivos	2,42%	2,22%	-0,92%	2,00%	30,44%	10,65%

Tabela 5.2: Variáveis Econômicas durante as crises de 2008 e 2014 (Fonte: Elaboração própria com base em SEC/Form 20-F da BP e Total e SEC/Form 10-K da Chevron)

	BP (%)		Chevron (%)		Total (%)	
	2008-2009	2014-2015	2008-2009	2014-2015	2008-2009	2014-2015
Receita	-32,94%	-37,00%	-37,13%	-34,67%	-30,58%	-29,02%
Autofinanciamento	10,16%	-29,22%	-34,89%	-25,87%	-32,01%	-15,13%
Preço de Venda	-37,63%	-48,98%	-34,90%	-52,25%	-	-48,29%
Custo de Produção	-11,74%	-19,09%	-4,96%	-17,47%	-	-23,96%
Lucro Líquido	-22,65%	-200%	-56,19%	-76,16%	-24,36%	19,86%
Liquidez corrente	19,90%	-6,55%	24,67%	0,97%	5,49%	-5,16%

Tabela 5.3: Resumo do Desempenho das Variáveis de Produção e Econômicas durante as crises de 2008 e 2014 (Fonte: Elaboração própria com base em SEC/Form 20-F da BP e Total e SEC/Form 10-K da Chevron)

	BP		Chevron		Total	
	2008-2009	2014-2015	2008-2009	2014-2015	2008-2009	2014-2015
Produção Total	4,17%	4,00%	6,88%	1,98%	-2,56%	9,33%
Reservas provadas	0,80%	-1,96%	1,05%	0,59%	0,24%	0,49%
Poços Produtivos	2,42%	2,22%	-0,92%	2,00%	30,44%	10,65%
Receita	-32,94%	-37,00%	-37,13%	-34,67%	-30,58%	-29,02%
Autofinanciamento	10,16%	-29,22%	-34,89%	-25,87%	-32,01%	-15,13%
Preço de Venda	-37,63%	-48,98%	-34,90%	-52,25%	-	-48,29%
Custo de Produção	-11,74%	-19,09%	-4,96%	-17,46%	-	-23,96%
Lucro Líquido	-22,65%	-200%	-56,19%	-76,16%	-24,36%	19,86%
Liquidez corrente	19,90%	-6,55%	24,67%	0,97%	5,49%	-5,16%

Pode-se observar que, diferente do esperado, diante de um cenário do barril de petróleo em baixa, a tendência é que as empresas aumentem a produção para amenizar a queda da receita. Esse comportamento foi percebido nas 3 companhias, com exceção da Total na crise de 2008. O volume de reservas provadas também teve variações inexpressivas nos três casos. A exploração atrelada à descoberta de reservas possui um valor muito elevado e em períodos de crise, é notável que tanto a BP, quanto a Chevron e Total adotaram uma postura de retração.

Essa mesma retração pode ter implicado numa menor quantidade de poços produtivos para a BP e Chevron também. Visto que novas reservas proporcionam que poços sejam construídos, uma vez que o número de reservas se mantém na mesma faixa, oportunidades para novos poços também ficaram restritas e consegue-se ver que esse foi o comportamento nas duas primeiras empresas. Além do que, durante as crises, projetos de poços que possuem maior risco e exijam mais gastos podem ser adiados, como uma política da companhia de cortar custos.

Entretanto, a Total teve um desempenho oposto e apresentou um aumento de cerca de 30% (2008) e 11% (2014) nos poços produtivos mesmo em época de crise. É válido salientar, no entanto, que a empresa francesa possui cerca de um décimo do número de poços quando comparada as outras duas.

Em relação às variáveis econômicas, foi identificada uma convergência maior entre os objetos de estudo. A receita das três empresas para as duas crises teve uma redução na faixa dos 30%.

A capacidade de autofinanciamento também foi prejudicada nas respectivas crises, como era previsível. A única exceção foi a BP na crise de 2008, que aumentou sua capacidade em 10%, podendo ser considerada como um ponto fora da curva. Além disso, é relevante atentar para o fato de que em períodos de instabilidade econômica, o mercado de crédito se torna mais criterioso para financiamentos e as empresas possuem uma maior dificuldade de captar fundos, agravando a situação. Por isso, é importante manter a capacidade de autofinanciamento.

A diferença no preço médio de venda das três empresas manteve-se similar, tanto na primeira crise quanto na segunda. A redução já era esperada e foi mais severa na crise de 2014. Na tentativa de se adaptarem ao novo mercado na crise mais recente, as três companhias direcionaram os seus esforços na redução dos custos médios de produção. Todas alcançaram o objetivo ao cortarem os custos em torno de 20%, o que não aconteceu com a mesma intensidade na crise de 2008.

Em seguida, o desempenho das empresas quanto ao lucro líquido foi negativo em todos os casos, o que também era esperado. Como mencionado anteriormente, apesar da Total ter tido um aumento de 20% no lucro, no ano anterior, em 2014, ela já tinha sofrido uma queda de 62%. Além disso, a BP que tinha apresentado a melhor performance em 2008, em 2010 ficou com o lucro negativo, por conta do acidente da *Deepwater Horizon* e em 2015, teve queda brusca de 200%, ficando no negativo mais uma vez.

Por fim, a liquidez corrente que teve um aumento em todas as três companhias em 2009, foi consideravelmente mais severa na crise de 2014, embora todas estejam acima de 1. Isso quer dizer que em nenhum momento deixaram de honrar com os seus compromissos de pagamento de curto prazo.

De todas as variáveis analisadas, a que sofreu o maior impacto foi o lucro líquido. Justamente esta variável que garante a permanência de uma empresa no longo prazo.

Pode-se traçar também como a relação da receita total versus lucro líquido mudou entre as duas crises. Percebe-se que na crise de 2008, a redução do lucro líquido estava mais próxima da redução da receita. Já na crise de 2014, houve uma grande disparidade entre a redução da receita e a redução do lucro líquido, e isso é um reflexo de como os custos de produção aumentaram ao longo desses anos. Custos em especial com a inovação tecnológica para o desenvolvimento da produção em regiões mais cada vez mais complexas.

Portanto, acompanhar as oscilações de preço do barril de petróleo permite as empresas petrolíferas um planejamento estratégico mais consistente. Mesmo assim, importantes companhias do setor precisaram rever seus investimentos frente às novas incertezas acerca do preço do petróleo ao longo do tempo. Sabe-se que o setor de óleo e gás detém alto grau de risco, e estudos dessa natureza, podem facilitar na tomada de

decisão numa conjuntura onde fatores como, a escassez do petróleo ou os baixos preços do barril podem inviabilizar a produção, e por consequência, o lucro das empresas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASSAF NETO, *Finanças Corporativas e Valor*. 1 ed., São Paulo, Brasil. Editora Atlas, 2003.
- BBC (British Broadcasting Corporation), 2016, *Iran Profile - timeline*. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/world-middle-east-14542438>. Acessado em: 01/03/2017.
- BLOOMBERG, 2016a, *BP to Pay \$175 Million to Settle Claims It Hid Spill Size*. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-06-02/bp-to-pay-175-million-to-settle-claims-it-hid-spill-costs>. Acessado em: 14/12/2016.
- BLOOMBERG, 2016b, *This Time Mideast Tensions Are Bad News for Oil*. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-04/oil-shrugs-as-glut-blunts-shock-from-deeper-saudi-iran-conflict>. Acessado em: 13/12/2016.
- BLOOMBERG, 2014, *Why Oil Prices Went Down So Far So Fast?* Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2014-10-29/why-oil-prices-went-down-so-far-so-fast>. Acessado em: 13/12/2016.
- BLOOMBERG, 2009, *The Global Economy: Threats and Response*. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2009-03-12/the-global-economy-threats-and-responsesbusinessweek-business-news-stock-market-and-financial-advice>. Acessado em: 12/12/2016.
- BP (British Petroleum), 2017a, *Our Activities*. Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/sustainability/our-activities.html>. Acessado em: 19/01/2017.
- BP (British Petroleum), 2017b, *Our History*. Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/our-history.html>. Acessado em: 13/12/2016.
- BP (British Petroleum), 2016a, *Annual Reporting Archive*. Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting/annual-report/annual-reporting-archive.html>. Acessado em: 10/10/2016.
- BP (British Petroleum), 2016b, *Annual Report and Form 20-F 2015*. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2015.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2016c, *Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>. Acessado em: 15/12/2016.

BP (British Petroleum), 2015, *Annual Report and Form 20-F 2014*. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2014.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2014, *Annual Report and Form 20-F 2013*. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2013.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2013, *Annual Report and Form 20-F 2012*. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2012.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2012, *Annual Report and Form 20-F 2011*. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2011.pdf>. Acessado em: 15/10/2016.

BP (British Petroleum), 2011, *Annual Report and Form 20-F 2010*. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2010.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2010, *Annual Report and Accounts 2009*. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-accounts-2009.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2009, *Annual Report and Accounts 2008*. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-accounts-2008.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2008, *Annual Report and Accounts 2007*. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-accounts-2007.pdf>. Acessado em: 16/10/2016.

BP (British Petroleum), 2007, *Annual Report and Accounts 2006*. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/investors/bp-annual-report-accounts-2006.pdf>. Acessado em: 10/10/2016.

CARVALHO JUNIOR, L. J., 2011, *Análise do preço e Produção de Petróleo sobre o Desempenho e Lucratividade das Empresas Petrolíferas*. Dissertação de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

CHEVRON, 2017a, *History*. Disponível em: <https://www.chevron.com/about/history>. Acessado em: 13/01/2017.

CHEVRON, 2017b, *Project Portfolio*. Disponível em: <https://www.chevron.com/projects>. Acessado em: 19/01/2017.

CHEVRON, 2016a, *Form 10-K Chevron Corporation 2015*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000009341016000049/cvx-123115x10kdoc.htm>. Acessado em: 10/10/2016

CHEVRON, 2016b, *Publications*. Disponível em: <https://www.chevron.com/media/publications#annualreportarchive>. Acessado em: 10/10/2016. .

CHEVRON, 2015, *Form 10-K Chevron Corporation 2014*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000009341015000010/cvx-123114x10kdoc.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2014, *Form 10-K Chevron Corporation 2013*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000009341014000011/cvx-123113x10kdoc.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2013, *Form 10-K Chevron Corporation 2012*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000009341013000003/cvx-123112x10kdoc.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2012, *Form 10-K Chevron Corporation 2011*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000095012312002976/f60351e10vk.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2011, *Form 10-K Chevron Corporation 2010*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000095012311017688/f56670e10vk.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2010, *Form 10-K Chevron Corporation 2009*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/868809/000119312510040348/d10k.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2009, *Form 10-K Chevron Corporation 2008*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000089161809000054/f50714e10vk.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2008, *Form 10-K Chevron Corporation 2007*. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/93410/000095013408003672/f37829e10vk.htm>. Acessado em: 10/10/2016.

CHEVRON, 2007, *Form 10-K Chevron Corporation 2006*. Disponível em: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=130102&p=irol-SECText&TEXT=aHR0cDovL2FwaS50ZW5rd2l6YXJkLmNvbS9maWxpbmcueG1sP2lwYWdIPTQ3MTAxNjkmRFNFUT0wJINFUT0wJINRREVTQz1TRUNUSU9OX0VOVEISRSZzdWJzaWQ9NTc%3d>. Acessado em: 10/10/2016.

CIA (Central Intelligence Agency), 2017, *The World Factbook Middle East: Saudi Arabia*. Disponível em: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sa.html>. Acessado em: 07/01/2017.

CNN (Cable News Network), 2015, *What It Costs to Produce a Barrel of Oil?* Disponível em: <http://money.cnn.com/2015/11/24/news/oil-prices-production-costs/>. Acessado em: 10/01/2017.

CVM (Comissão de Valores Mobiliários), 2016, *Introdução: O Que São Derivativos?* Disponível em: http://www.portaldoinvestidor.gov.br/menu/Menu_Investidor/derivativos/Derivativos_introducao.html. Acessado em: 15/12/2016.

EIA (U.S Energy Information Administration), 2017, *What Drives Crude Oil Prices: Supply OPEC*. Disponível em: <http://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/supply-opec.php>. Acessado em: 01/03/2017.

EIA (U.S Energy Information Administration), 2016, *Petroleum & Other Liquids*. Disponível em: <http://www.eia.gov/petroleum/data.cfm>. Acessado em: 15/10/2016.

EIA (U.S Energy Information Administration), 2015a, *Crude Oil Proved Reserves - 2015*. Disponível em: <http://www.eia.gov/beta/international/index.cfm?view=reserves>. Acessado em: 01/03/2017.

EIA (U.S Energy Information Administration), 2015b, *World Shale Resource Assessments*. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>. Acessado em: 17/12/2016.

EIA (U.S Energy Information Administration), 2013, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Disponível em: http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf. Acessado em: 02/03/2017.

EIA (U.S Energy Information Administration), 2010, *Short-Term Energy Outlook – Energy Price Volatility and Forecast Uncertainty*. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/steo/uncertainty/pdf/oct10_uncertainty.pdf. Acessado em: 02/03/2017.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2008, *Contexto Mundial e Preço do Petróleo: Uma Visão de Longo Prazo*. Disponível em: http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos_29/Contexto%20Mundial%20e%20Pre%C3%A7o%20do%20Petr%C3%B3leo%20Uma%20Vis%C3%A3o%20de%20Longo%20Prazo.pdf. Acessado em: 07/01/2017.

FLEURIET, M. A., *A Dinâmica Financeira das Empresas Brasileiras*, 2 ed. Belo Horizonte, Brasil. Edições Fundação Dom Cabral, 1980.

FMI (Fundo Monetário Internacional), 2016, *In Transition: The Outlook for Latin America and the Caribbean*. Disponível em: <https://blog-imfdirect.imf.org/2016/07/20/in-transition-the-outlook-for-latin-america-and-the-caribbean/>. Acessado em: 03/03/2017.

FMI (Fundo Monetário Internacional), 2009, *World Economic Outlook: Crisis and Recovery*. Disponível em: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/pdf/text.pdf>. Acessado em: 11/10/2016.

GOZER, I. C.; GIMENES, R. M. T.; CAMPOS, G.R. et al., 2005, *A Importância do Autofinanciamento para o Financiamento do Processo de Expansão das Cooperativas Agropecuárias*, Universidade Paranaense (UNIPAR). Disponível em: <http://www.sober.org.br/palestra/5/668.pdf>. Acessado em: 14/10/2016.

HAMILTON, J. D., 2008, *Understanding Crude Oil Prices*. Disponível em: <http://www.nber.org/papers/w14492.pdf>. Acessado em: 10/10/2016.

IEA (International Energy Agency), 2015, *Unconventional Gas Database United States*. Disponível em: <https://www.iea.org/ugforum/ugd/United%20States/>. Acessado em: 12/02/2017.

IUDÍCIBUS, S.; MARTINS, E.; GELBCKE, E. R., *Manual de Contabilidade das Sociedades por Ações (aplicável às demais sociedades)*. 6 ed. São Paulo, Brasil. Editora Atlas, 2003.

LIQUIGÁS, 2014, *Glossário*. Disponível em: <http://appweb.liquigas.com.br/relatorioanual/2014/pt/16.htm>. Acessado em: 03/03/2017.

MORGAN STANLEY, 2015, *To Keep Pumping Profits, Big Oil Needs to Retool*. Disponível em: <http://www.morganstanley.com/articles/big-oil-profits>. Acessado em: 20/12/2016.

PETROBRAS, 2016a, *Form 20F*. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>. Acessado em: 01/003/2017.

PETROBRAS, 2016b, *Glossário*. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/glossario/>. Acessado em: 09/01/2017.

PETROBRAS, 2016c, *Tipos de Plataformas*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acessado em: 09/01/2017.

NASDAQ STOCK MARKET, 2017, *Market Share*. Disponível em: <http://www.nasdaq.com/investing/glossary/m/market-share>. Acessado em: 01/03/2017.

OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), 2016, *Historical Production Data*. Disponível em: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/335.htm. Acessado em: 12/10/2016.

RUIZ, T., 2013, *Financiamento das Empresas de Petróleo numa Época de Crise. Análise dos Casos Petrobras, Statoil, e Shell*. Dissertação de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

RYSTAD ENERGY, 2015, *Rystad Energy on CNN Money*. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/rystad-energy-on-cnn-money>. Acessado em: 15/01/2017.

SEBRAE, 2016, *Apuração do Lucro Líquido no Comércio*. Disponível em: [http://www.bibliotecas.sebrae.com.br/chronus/ARQUIVOS_CHRONUS/bds/bds.nsf/C9433BDEB488BBD30325713800726C5D/\\$File/NT00031F0A.pdf](http://www.bibliotecas.sebrae.com.br/chronus/ARQUIVOS_CHRONUS/bds/bds.nsf/C9433BDEB488BBD30325713800726C5D/$File/NT00031F0A.pdf). Acessado em: 11/01/2017.

SEC (U.S Securities and Exchange Commission), 2017, *Application of Regulation S-X*. Disponível em: <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=8e0ed509ccc65e983f9eca72ceb26753&node=17:3.0.1.1.8&rgn=div5>. Acessado em: 01/03/2017.

SEC (U.S Securities and Exchange Commission), 2015, *Form 10*. Disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1661920/000110465915087515/a15-25620_11012b.htm. Acessado em: 02/03/2017.

SEC (U.S Securities and Exchange Commission), 2010, *Modernization of Oil and Gas Reporting*. Disponível em: <https://www.sec.gov/rules/final/2008/33-8995.pdf>. Acessado em: 17/01/2017.

SILVÉRIO, R. P., 2012, *O Papel da Esfera Financeira no Processo de Determinação dos Preços do Petróleo no Mercado Internacional: Uma Análise de Price Discovery dos Mercados Brent e WTI no Período 1990-2011*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

THE ECONOMIST, 2015, *BP and Deepwater Horizon, A Costly Mistake*. Disponível em: <http://www.economist.com/news/business-and-finance/21656847-costly-mistake>. Acessado em: 16/12/2016.

THE NEW YORK TIMES, 2001, *Company News; Chevron Purchase of Texaco Wins Approval*. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2001/09/08/business/company-news-chevron-purchase-of-texaco-wins-approval.html>. Acessado em: 01/03/2017.

THE WORLD BANK, 2016, *GDP Ranking*. Disponível em: <http://data.worldbank.org/data-catalog/GDP-ranking-table>. Acessado em: 17/12/2016.

THOMAS, J. E., *Fundamentos da Engenharia de Petróleo* 1ed. Rio de Janeiro, Brasil. Editora Interdência, 2001.

TOTAL, 2017, *Projects & Achievements*. Disponível em: <http://www.total.com/en/projects>. Acessado em: 20/01/2017.

TOTAL, 2016a, *Annual Publications*. Disponível em: <http://www.total.com/en/investors/institutional-investors/publications/documents-annuels>. Acessado em: 10/10/2016.

TOTAL, 2016b, *Form 20-F 2015*. Disponível em: http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2015_web_version.pdf. Acessado em: 10/10/2016.

TOTAL, 2016c, *Total, A Leading Energy Operator for Almost a Century*. Disponível em: <http://www.total.com/en/our-group/thumbnail/total-leading-energy-operator-almost-century>. Acessado em: 13/12/2016.

TOTAL, 2015, *Form 20-F 2014*. Disponível em: http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_0.pdf. Acessado em: 11/10/2016.

TOTAL, 2014, *Form 20-F 2013*. Disponível em:
http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2013.pdf. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2013, *Form 20-F 2012*. Disponível em:
<http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/total-form-20-f-2012.pdf>. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2012, *Form 20-F 2011*. Disponível em:
<http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/total-form-20-f-2011.pdf>. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2011, *Form 20-F 2010*. Disponível em:
http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2010.pdf. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2010, *Form 20-F 2009*. Disponível em:
http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2009.pdf. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2009, *Form 20-F 2008*. Disponível em:
http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2008.pdf. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2008, *Form 20-F 2007*. Disponível em:
http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2007.pdf. Acessado em:
11/10/2016.

TOTAL, 2007, *Form 20-F 2006*. Disponível em:
http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/form_20-f_2006.pdf. Acessado em:
11/10/2016.

YERGIN, D., 2010, *O Petróleo – Uma História Mundial de Conquistas, Poder e Dinheiro*. São Paulo, São Paulo, Brasil. Paz e Terra, 2010.

WEF (World Economic Forum), 2009, *The Global Competitiveness Report*. Disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_GlobalCompetitivenessReport_2008-09.pdf. Acessado em: 15/12/2016.