

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**TEORIA ESTÁTICA DA ESTRUTURA DE CAPITAL – ESTUDO
DE CASO DA PETROBRAS**

CAROLINA GUEDES ARAGUEZ
MATRÍCULA: 109024060

ORIENTADOR: PROF. MARCELO COLOMER FERRARO

JANEIRO 2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**TEORIA ESTÁTICA DA ESTRUTURA DE CAPITAL – ESTUDO
DE CASO DA PETROBRAS**

CAROLINA GUEDES ARAGUEZ
MATRÍCULA: 109024060

ORIENTADOR: PROF. MARCELO COLOMER FERRARO

JANEIRO 2016

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais e familiares, por todo o suporte na minha vida pessoal e profissional. Agradeço também a todo corpo docente da UFRJ, em especial ao meu orientador, pelo estímulo, apoio e instrução. Por fim, agradeço aos meus colegas de escola e faculdade, que me ajudaram a tornar toda minha trajetória acadêmica mais prazerosa e proveitosa.

RESUMO

Esse trabalho focaliza em estudar a teoria estática da estrutura de capital, tendo como exemplo prático a Petrobras. São levantadas algumas características específicas sobre indústria em que a empresa está inserida, assim como dados financeiros da Petrobras nos últimos anos, de forma a suportar alguns dos argumentos defendidos por essa teoria.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	7
CAPÍTULO I – TEORIA ESTÁTICA DA ESTRUTURA DE CAPITAL: QUAL A DECISÃO ÓTIMA ENTRE FINANCIAMENTO POR CAPITAL PRÓPRIO E POR CAPITAL DE TERCEIROS.....	8
I.1. Introdução.....	8
I.2. Custo Médio Ponderado de Capital ou WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>).....	9
I.2.1. Custo de Capital Próprio e a Abordagem da SML.....	9
I.2.2. Custo de Capital de Terceiros.....	10
I.2.3. Custo Médio Ponderado de Capital.....	11
I.3. Estrutura Ótima de Capital.....	12
I.3.1. Os Efeitos da Alavancagem financeira.....	13
I.3.2. Proposição I de M&M.....	16
I.3.3. Proposição II de M&M.....	16
I.3.4. A Influência do Imposto de Renda.....	18
I.3.5. Custos de Falência.....	21
I.3.6. Teoria Estática da Estrutura de Capital.....	22
I.4. Fatores Determinantes da Estrutura de Capital no Setor Petroleiro no Brasil.....	24
I.5. Conclusão.....	25
CAPÍTULO II - OS PRINCIPAIS RISCOS INERENTES À INDÚSTRIA PETROLEIRA.....	26
II.1. Introdução.....	26
II.2. Custos da Cadeia de Produção.....	27
II.2.1. Custos da Exploração do Petróleo.....	28
II.2.2. Custos do Desenvolvimento do Petróleo.....	30
II.2.3. Custos da Produção do Petróleo.....	30
II.3. Incertezas Geológicas.....	31
II.4. Incertezas Tecnológicas.....	34

II.5. Volatilidade do Preço do Petróleo.....	35
II.5.1. O Primeiro e Segundo Choque do Petróleo.....	36
II.5.2. A Recente Queda no Preço do Petróleo.....	37
II.6. Conclusão.....	38
CAPÍTULO III - A EVOLUÇÃO DO ENDIVIDAMENTO DA PETROBRAS.....	39
III.1. Introdução.....	39
III.2. Estrutura de Capital da Petrobras.....	39
III.3. A Dívida Financeira da Petrobras.....	41
III.3.1. Evolução e Composição da Dívida Financeira.....	42
III.3.2. Principais Indicadores de Endividamento.....	43
III.3.3. Comparativo Entre as Empresas Petroleiras.....	45
III.4. Principais Efeitos do Aumento do Endividamento.....	47
III.4.1. Custo do Financiamento.....	48
III.4.2. Preço da Ações.....	49
III.5. As Principais Razões para o Crescimento do Endividamento.....	52
III.5.1. Os Altos Custos de Exploração do Pré-Sal.....	52
III.5.2. O Congelamento de Preços.....	55
III.6. Conclusão.....	57
CONCLUSÃO.....	60

INTRODUÇÃO

Com mais de 60 anos de história, a Petrobras ocupa hoje a posição de maior empresa brasileira em termos de faturamento (Fortune, 2015). Apesar de ter sido capaz de alcançar sucessivos recordes produtivos nos últimos anos, a empresa vem enfrentando diversos desafios em decorrência de fatores internos e externos. Um dos fatores internos que causou grandes impactos na performance e credibilidade da Petrobras foram as decisões recentes de financiamento da petroleira.

O objetivo desse estudo é apresentar a teoria estática de estrutura de capital e aplicar às decisões de financiamento da Petrobras. A tese em que se apoia a análise elaborada ao longo do texto é que o crescimento expressivo do endividamento da empresa nos anos recentes trouxe impactos negativos, confirmando os resultados da teoria que dá origem ao título dessa monografia.

Nesse contexto, estruturou-se esse trabalho em três capítulos. O primeiro capítulo utiliza o conceito de Custo Médio Ponderado de Capital, ou WACC, para a análise da teoria estática de estrutura ótima de capital. Nesse sentido, as bases teóricas que suportam esse estudo serão as proposições I e II de Modigliani e Miller e os conceitos de alavancagem “feita em casa” e custos de falência.

Apresentada a base teórica do conceito de estrutura ótima de capital, o segundo capítulo irá centrar sua análise nos padrões de financiamento da indústria petrolífera. Destacam-se, assim, as especificidades do setor de petróleo e seus riscos inerentes como os altos custos de produção, as incertezas geológicas, as incertezas técnicas e a alta volatilidade do preço do petróleo.

Por fim, o terceiro e último capítulo utiliza-se de dados financeiros da Petrobras para demonstrar a evolução da estrutura de capital da empresa e fazer um comparativo com as outras empresas do setor. Serão ainda estudados os impactos desse aumento do endividamento para a Petrobras e os principais fatores que levaram a empresa ao nível de dívida que apresenta hoje.

CAPÍTULO I - TEORIA ESTÁTICA DA ESTRUTURA DE CAPITAL: QUAL A DECISÃO ÓTIMA ENTRE FINANCIAMENTO POR CAPITAL PRÓPRIO E POR CAPITAL DE TERCEIROS

I.1. Introdução

Todas as empresas precisam financiar-se de alguma maneira, e esse financiamento pode ser feito através de capital próprio ou de terceiros. A Petrobras atualmente preocupa o mercado pelo seu alto nível de endividamento por capital de terceiros, e o objetivo desse trabalho será entender as razões e consequências desse cenário que envolve a maior empresa do Brasil.

Para dar início a esse estudo, é preciso entender como as empresas tomam decisões sobre sua estrutura de financiamento, e o primeiro capítulo irá desenvolver através de bases teóricas qual a decisão ótima entre financiamento por capital próprio e por capital de terceiros. Começar-se-á com o conceito de Custo Médio Ponderado de Capital, ou WACC, uma importante ferramenta para estimar o retorno exigido pelos investidores de uma empresa. Para o cálculo do WACC, será preciso apresentar formas de estimar o custo de capital próprio e de terceiros para, por fim, ponderar os valores encontrados.

Tendo conhecimento do conceito e da forma como o WACC é calculado, esse capítulo irá usá-lo para chegar ao quociente ótimo entre o capital próprio e o de terceiros. Entendendo quais os principais elementos que influenciam as tomadas de decisão relativas à estrutura ótima de capital e, a partir das proposições I e II de Modigliani e Miller e de outros conceitos como alavancagem “feita em casa” e custos de falência, chegar-se-á à teoria estática de estrutura de capital.

Encerrando o capítulo, o estudo irá trabalhar nas escolhas das estruturas de capital nos diferentes setores da economia. Os esforços serão voltados para entender quais são as determinantes das tomadas de decisão no setor petrolífero para, enfim, aproximar-se das razões que levam a Petrobras a adotar a estrutura de capital que apresenta atualmente.

I.2. Custo Médio Ponderado de Capital ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*)

O conceito de WACC foi definido por Damodaran (2002) como “a média ponderada dos custos dos diferentes componentes do financiamento de uma empresa”. Ou ainda, por Assaf Neto (2003), como “a taxa de atratividade da empresa, que indica a remuneração mínima que deve ser exigida na alocação de capital, de forma a maximizar seu valor de mercado”.

Para compreender melhor o conceito do WACC, considerar-se-á que a empresa tem um quociente fixo entre capital próprio e capital de terceiros, para depois estudar como é feita a decisão sobre essa proporção. Também é essencial entender o conceito de retorno exigido, uma vez que o custo de capital de uma empresa reflete o retorno exigido sobre os seus ativos. A lógica por trás dessa última afirmação é que o retorno exigido é o retorno mínimo que um investimento precisa oferecer para compensar os investidores pelo uso do capital. Em outras palavras, é o custo de oportunidade¹ de um investimento. Ou seja, o custo de capital é uma combinação dos retornos mínimos para compensar os acionistas (capital próprio) e os credores (capital de terceiros).

I.2.1. Custo de Capital Próprio e a Abordagem da SML

Existem alguns modelos de estimação do custo de capital próprio, mas para essa análise será usada a abordagem da Linha de Mercado de Títulos ou SML (*Security Market Line*). A SML é conhecida como a representação gráfica do Modelo de Precificação de Ativos Financeiros ou CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), cujo objetivo é determinar a taxa de retorno apropriada de um ativo em relação a uma carteira de mercado perfeitamente

¹ O custo de oportunidade teria sido abordado pela primeira vez no final do século XIX por Friedrich Von Wieser como sendo "a renda líquida gerada pelo fator em seu melhor uso alternativo".

diversificada². O CAPM foi desenvolvido por William Sharpe (1964) e John Lintner (1965) e mais tarde se tornou uma importante ferramenta para análise da relação entre risco e retorno de um ativo, sendo até hoje largamente utilizada.

O CAPM, responsável por gerar a linha SML que descreve a relação entre o risco e retorno esperado em mercados financeiros, depende de três fatores:

1. Da taxa livre de risco (R_f)
2. Do prêmio pelo risco de mercado ($R_m - R_f$)
3. Do risco sistemático do ativo em relação à média (β)

A taxa livre de risco é simplesmente a taxa de retorno de um investimento com risco zero. O prêmio pelo risco de mercado é o excesso de retorno exigido em um investimento com risco e por isso é representado pela diferença entre o retorno esperado do ativo em questão e a taxa livre de risco. Por último, tem-se o risco sistemático do ativo em relação à média, ou coeficiente β . O risco sistemático é aquele que tem amplo efeito no mercado, como variações no PIB e nas taxas de juros ou inflação, e o coeficiente β diz quanto o risco sistemático afeta o ativo em relação a um ativo médio (que no caso teria $\beta = 1$). Assim, tem-se que o retorno esperado do capital próprio da empresa é igual a:

$$R_e = R_f + \beta_e \times (R_m - R_f)$$

I.2.2. Custo de Capital de Terceiros

² As primeiras teorias sobre diversificação de carteiras foram lançadas por Harry Markowitz, em 1952. O conceito de diversificação sugere, inicialmente, que a união de dois ativos financeiros correlacionados negativamente consegue a redução e até eliminação do risco não- sistemático (o risco inerente a própria empresa ou a um determinado setor).

A estimação do custo de capital de terceiros é muito mais simples do que a descrita acima. Isso acontece porque esse custo é calculado a partir da taxa que a empresa vai pagar para obter novos empréstimos. Pode-se fazer isso de duas maneiras: considerar o *rating* de crédito das emissões de dívidas da empresa e descobrir qual taxa o mercado está cobrando por emissões com esse mesmo *rating* ou pegar o retorno esperado até o vencimento das obrigações já vigentes. Para a Petrobras seria fácil estimar das duas formas, visto que a empresa é qualificada pelas três principais agências de risco de crédito a nível global - Standard & Poor's, Moody's and Fitch - e possui diversas emissões ainda vigentes. É importante frisar que a taxa de cupom da dívida é irrelevante neste caso, já que essa informação mostra qual o custo de capital de terceiros no momento que as obrigações foram emitidas, e não no momento presente.

Para calcular o retorno esperado até o vencimento ou YTM (Yield to Maturity), é preciso antes entender alguns conceitos. Quando uma empresa emite uma obrigação, geralmente paga juros anuais ou semestrais - os chamados cupons, e na data de vencimento do empréstimo paga o valor nominal ou valor de face. Para calcular o YTM, tem-se que partir da seguinte equação:

$$P_m = C \times [1 - 1/(1 + r)^t]/r + F/(1 + r)^t$$

Sendo P_m o preço de mercado da ação, C o cupom pago por período, t o número de períodos até o vencimento e F o valor de face da obrigação. O r é o valor a ser encontrado e a única incógnita da equação, considerando que pode-se ter acesso a todas as outras informações em uma emissão pública de dívida.

I.2.3. Custo Médio Ponderado de Capital

Agora que já se sabe como calcular o custo de capital próprio e de terceiros, é preciso ponderá-los e somá-los para encontrar o WACC. Primeiro, é preciso entender como é feita a ponderação. É possível usar os valores contábeis do patrimônio líquido e dívida da empresa, considerando que a soma entre os dois seria 100%, mas o ideal é usar o valor de mercado. De

acordo com Yates e Neto (2013), o uso dos valores contábeis pode criar problemas uma vez que o indicador valor de mercado/valor contábil, em geral, “é substancialmente maior que um. (...) Assim, os valores contábeis superestimam significativamente a porcentagem do financiamento proveniente de dívida”. O valor de mercado do capital próprio é o número de ações existentes multiplicado pelo preço corrente da ação, enquanto para capital de terceiros é a multiplicação do preço de mercado de uma única obrigação pelo número de obrigações existentes.

Antes de chegar ao cálculo final do WACC, tem-se de incluir mais uma variável: os impostos. Os juros pagos por uma empresa são dedutíveis no imposto de renda, enquanto os pagamentos a acionistas não são, e por isso será preciso multiplicar o custo de capital de terceiros por um menos a alíquota do imposto de renda (1 - T). E assim chega-se ao resultado final do cálculo do WACC:

$$\text{WACC} = (E/V) \times Re + (D/V) \times Rd \times (1 - T)$$

Sendo (E/V) a proporção de capital próprio, Re o custo de capital próprio, (D/V) a proporção de capital de terceiros, Rd o custo de capital de terceiros e T a alíquota do imposto de renda.

I.3. Estrutura Ótima de Capital

A importância de estudar o quociente ótimo entre o capital próprio e o de terceiros, é que esse valor tem implicações importantes no valor de uma empresa e no seu custo de capital. Na seção seguinte, esse estudo mostrará que os elementos importantes da decisão de estrutura de capital são facilmente identificáveis, mas geralmente não é possível obter valores precisos destes elementos.

Como foi visto na seção anterior, o WACC é o retorno mínimo exigido e por isso pode-se dizer que é a taxa de desconto apropriada para fluxos de caixa gerais da empresa. Assim,

minimizar seu valor seria maximizar os fluxos de caixa e maximizar o valor da empresa. É possível então assumir que a estrutura ótima de capital é aquela que resulta no menor WACC possível.

I.3.1. Os Efeitos da Alavancagem financeira

Quanto maior o financiamento por meio de capital de terceiros, maior será o endividamento ou alavancagem da empresa. E qual o efeito de uma maior alavancagem financeira? Começar-se-á ilustrando como essa decisão da empresa funciona, de forma a facilitar o entendimento. Para iniciar, é preciso ter duas informações em mente: será ignorado por agora o impacto do imposto de renda e os efeitos da alavancagem financeira serão medidos através de dois indicadores: LPA ou lucro por ação e ROE ou retorno sobre capital próprio (origem da expressão em inglês *Return Over Equity*).

Supõe-se que a Petrobras em um certo momento não tenha dívidas financeiras e tenha um capital próprio de 500 bilhões de reais. A gerência da empresa está considerando uma reestruturação que envolveria a emissão de títulos de dívida e recompra de 50% das ações. Seria necessário emitir 250 bilhões de reais em dívidas, sendo a taxa de juros do mercado de 5%. A empresa inicialmente tem 25 bilhões de ações no mercado, e por isso o preço por ação é 20 reais. Segue a tabela com as informações especificadas:

Tabela 1 – Estrutura de capital atual e proposta

	Estrutura Atual	Estrutura Proposta
Ativo*	R\$500.000	R\$500.000
Capital de terceiros*	R\$0	R\$250.000
Capital próprio*	R\$500.000	R\$250.000
Quociente entre capital de terceiros e próprio	0	1
Preço da ação	R\$20	R\$20
Quantidade de ações*	25.000	12.500

Fonte: Autoria Própria

* valores em milhões

A seguir, serão avaliados os impactos sobre o ROE e o LPA em três cenários: esperado, de recessão e de expansão. O LAJI (lucro antes de juros e imposto de renda) será considerado como dado, variando de acordo com os cenários econômicos. Os juros serão 5% do valor da dívida financeira (juros de mercado), o lucro líquido será o LAJI menos os juros, o ROE será o lucro líquido sobre o capital próprio e, por fim, o LPA será o lucro líquido dividido pela quantidade de ações.

Tabela 2 – Estrutura de capital nos cenários de recessão, esperado e de expansão

Estrutura Atual			
	Recessão	Esperado	Expansão
Laji*	R\$15.000	R\$30.000	R\$45.000
Juros*	R\$0	R\$0	R\$0
Lucro líquido*	R\$15.000	R\$30.000	R\$45.000
ROE	3%	6%	9%
LPA	R\$0,60	R\$1,20	R\$1,80

Estrutura Proposta			
	Recessão	Esperado	Expansão
Laji*	R\$15.000	R\$30.000	R\$45.000
Juros*	R\$12.500	R\$12.500	R\$12.500
Lucro líquido*	R\$2.500	R\$17.500	R\$32.500
ROE	1%	7%	13%
LPA	R\$0,20	R\$1,40	R\$2,60

Fonte: Autoria Própria

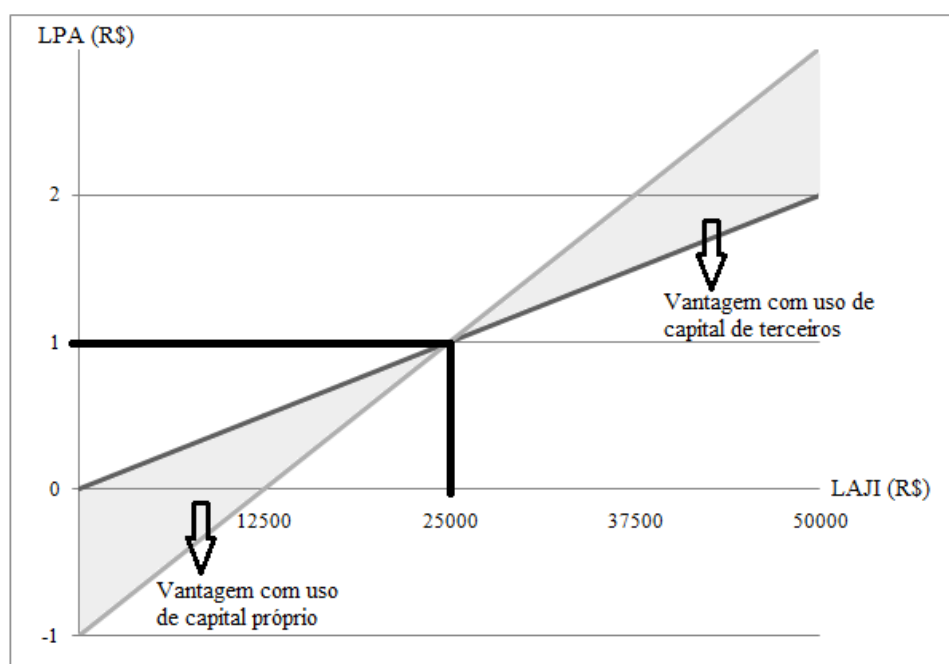
* valores em milhões

A primeira conclusão que se pode facilmente identificar é que na estrutura proposta - a estrutura mais alavancada -, a variabilidade do ROE e do LPA é muito maior, ampliando os ganhos e as perdas dos acionistas.

O gráfico abaixo seria outra maneira de interpretar os resultados. A linha “Estrutura Atual” é o caso de alavancagem nula, a estrutura 100% composta de capital próprio. O seu início é na origem do gráfico, uma vez que se o LAJI for igual a zero, o LPA também será zero. A partir desse ponto, cada aumento de 25 bilhões de reais no LAJI eleva o LPA em 1 real, já que se tem 25 bilhões de ações no mercado. A linha “Estrutura Proposta” representa a estrutura de

capital com 50% de capital próprio e 50% de capital de terceiros. Nesse caso, quando o LAJI é igual a zero, o LPA é negativo já que a empresa precisa pagar os juros decorrentes da alavancagem independente do lucro da empresa. Como nessa estrutura tem-se 12,5 bilhões de ações no mercado, o LPA é 1 real negativo quando o LAJI é zero. De maneira análoga, se o LAJI for 12,5 bilhões de reais, o LPA é zero.

Gráfico 1 – Comparativo entre a estrutura de capital atual e proposta



Fonte: Autoria Própria

Uma observação importante que se pode fazer a partir desse gráfico é que a linha que corresponde à estrutura de capital mais alavancada, ou linha da “Estrutura Proposta”, é mais inclinada que a linha sem alavancagem. Com isso entende-se que o LPA é mais sensível para variações do LAJI por causa da alavancagem financeira. Também pode-se observar que as duas linhas se cruzam onde o LPA para as duas estruturas de capital é igual. Pode-se calcular esse ponto através de uma simples igualdade:

$$\text{LAJI}/25.000 = (\text{LAJI} - 12.500)/12.500$$

$$\text{LAJI} = 2 \times (\text{LAJI} - 12.500)$$

$$\text{LAJI} = 25.000$$

Ou seja, quando o LAJI for 25 bilhões de reais, o LPA será 1 real em qualquer uma das duas estruturas. Pode-se chamar esse ponto de Ponto de Equilíbrio ou de Indiferença. Se o LAJI estiver acima de 25 bilhões de reais, a alavancagem será benéfica, enquanto se estiver abaixo, será prejudicial.

I.3.2. Proposição I de M&M

Um das mais famosas teorias sobre a estrutura ótima de capital é a desenvolvida por Franco Modigliani e Merton Miller – que daqui para frente será chamada de M&M. Considerando um cenário sem impostos e sem imperfeições de mercado, os autores defendem que o valor total da empresa independe da sua estrutura de capital, ou seja, a escolha entre a proporção de capital próprio e de terceiros seria irrelevante.

Para compreender essa teoria, é preciso entender um conceito: a chamada alavancagem “feita em casa”. Esse tipo de alavancagem nada mais é do que o uso de empréstimos pessoais para alterar o montante geral de alavancagem financeira ao qual o indivíduo está exposto. Isso acontece porque cada acionista pode recorrer ao mercado e fazer empréstimos de forma a reproduzir a estrutura de capital que desejar.

I.3.3. Proposição II de M&M

De acordo com a primeira proposição de M&M, mudanças na estrutura de capital não alteram o valor total da empresa. Entretanto, a segunda proposição estuda o impacto que essas alterações têm nos custos de capital próprio e de terceiros individualmente. Voltando à fórmula

da primeira seção deste capítulo referente ao custo médio ponderado de capital (WACC), e em um primeiro momento desconsiderando os impostos, tem-se que:

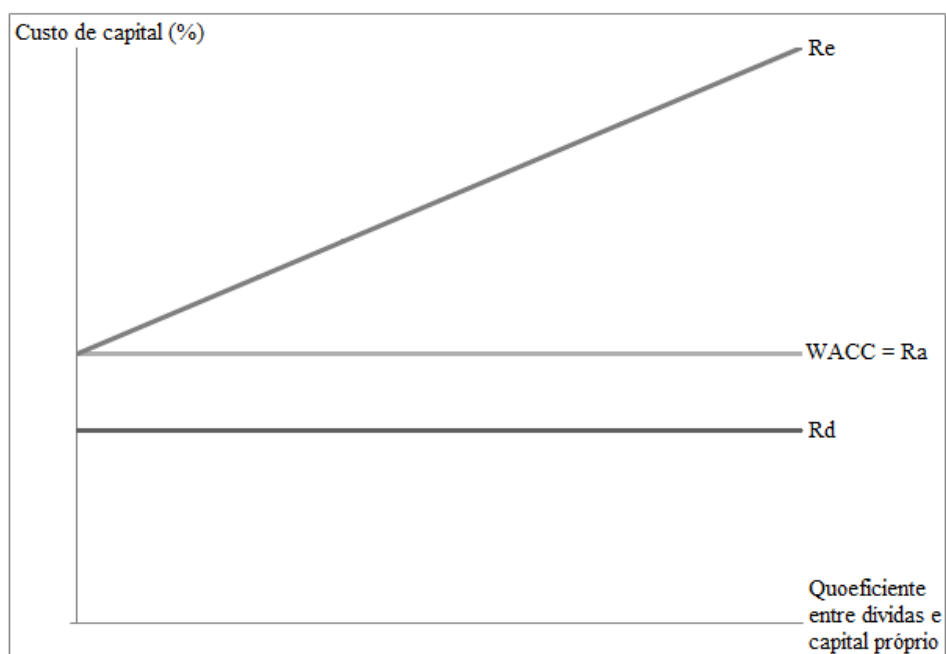
$$WACC = (E/V) \times Re + (D/V) \times Rd$$

Como o WACC pode ser considerado como a taxa de retorno exigida sobre os ativos da empresa, pode-se usar o símbolo R_a para representar o WACC. Rearranjando a equação e isolando a incógnita referente ao custo de capital próprio, é possível entender de que forma as outras variáveis impactam nesse custo.

$$Re = R_a + (R_a - Rd) \times (D/E)$$

Tem-se então a Proposição II de M&M, que diz que o custo de capital próprio depende de três variáveis: da taxa de retorno exigida sobre os ativos da empresa (R_a), do custo de capital de terceiros (R_d) e do quociente entre o capital próprio e as dívidas (D/E). O custo de capital próprio seria então uma função linear com inclinação ($R_a - R_d$) e intercepto no eixo vertical quando a empresa tem um quociente nulo entre dívidas e capital próprio ($R_a = R_e$). A conclusão que fica evidenciada no gráfico abaixo é que quanto maior o quociente de alavancagem, maior o risco do capital próprio e maior a sua taxa de retorno exigida.

Gráfico 2 – Proposição de M&M



Fonte: Autoria Própria

Nesse gráfico também pode-se ver que o WACC – ou R_a – não depende do coeficiente de alavancagem, sendo fixo independente da estrutura de capital. Essa seria uma outra maneira de confirmar a Proposição I de M&M: a variação dos pesos de capital próprio e de terceiros é anulada pela variação do custo de capital próprio, o que faz o WACC não variar com as mudanças na estrutura de capital.

I.3.4. A Influência do Imposto de Renda

Conforme já foi mencionado, os juros pagos pela empresa referentes ao uso de capital terceiros são dedutíveis para fins de imposto de renda. Para entender esse benefício fiscal, usar-se-á um exemplo numérico para depois entender como isso se encaixa nas proposições de M&M.

Supõe-se que o LAJI esperado da Petrobras para um determinado período seja 30 bilhões de reais. No cenário A, a empresa compõe sua estrutura apenas com capital próprio, enquanto no cenário B, a empresa capta dinheiro apenas com uma emissão de obrigações perpétuas no valor também de 30 bilhões com juros de 5% ao ano. Portanto, sua despesa financeira anual é de 1,5 bilhões de reais. Incidindo um imposto de renda de 30%, chega-se aos seguintes cenários:

Tabela 3 – Lucro líquido nos cenários A e B

	Cenário A	Cenário B
LAJI	R\$30.000	R\$30.000
Juros	R\$0	R\$1.500
Lucro tributável	R\$30.000	R\$28.500
Imposto de renda	R\$9.000	R\$8.550
Lucro líquido	R\$21.000	R\$19.950

Fonte: Aatoria Própria

* valores em milhões

Para simplificar o cálculo, supõe-se que a depreciação é igual a zero, então tem-se que o fluxo de caixa dos ativos é simplesmente o LAJI menos a dedução do imposto de renda.

Tabela 4 – Fluxo de caixa dos ativos nos cenários A e B

	Cenário A	Cenário B
LAJI	R\$30.000	R\$30.000
Imposto de renda	R\$9.000	R\$8.550
Fluxo de caixa dos ativos	R\$21.000	R\$21.450

Fonte: Aatoria Própria

* valores em milhões

É possível então concluir que o fluxo de caixa dos ativos no cenário B é 450 milhões de reais superior, que é exatamente a diferença entre o imposto de renda pago entre os dois cenários. Esse valor, que pode-se chamar de benefício fiscal do uso de capital de terceiros, pode ser calculado multiplicando os juros pagos pela alíquota de imposto de renda: $1.500 \times 0,3 = 450$. Com esse exemplo, chega-se a mais um famoso resultado: a Proposição I de M&M com imposto de renda.

Como foi considerada uma dívida financeira perpétua, o benefício fiscal de 450 milhões de reais ocorrerá anualmente. Supondo um LAJI esperado fixo em 30 bilhões, o fluxo de caixa no cenário B será sempre os 21 bilhões gerados no cenário A mais o benefício fiscal de 450 milhões. Sendo assim, o valor total da empresa no cenário A – que será chamado a seguir de V_a – sempre será menor do que V_b em um montante igual a perpetuidade do benefício fiscal.

Para calcular esse valor da perpetuidade, tem-se que considerar que como o benefício fiscal é gerado pelo pagamento de juros financeiros, a taxa apropriada de desconto é a mesma da dívida (neste caso, 5%). Tem-se então que o valor da perpetuidade é:

$$VP = 450M / 0,05 = (0,3 \times 30.000M \times 0,05) / 0,05 = 0,3 \times 30.000M$$

$$VP = 9.000M$$

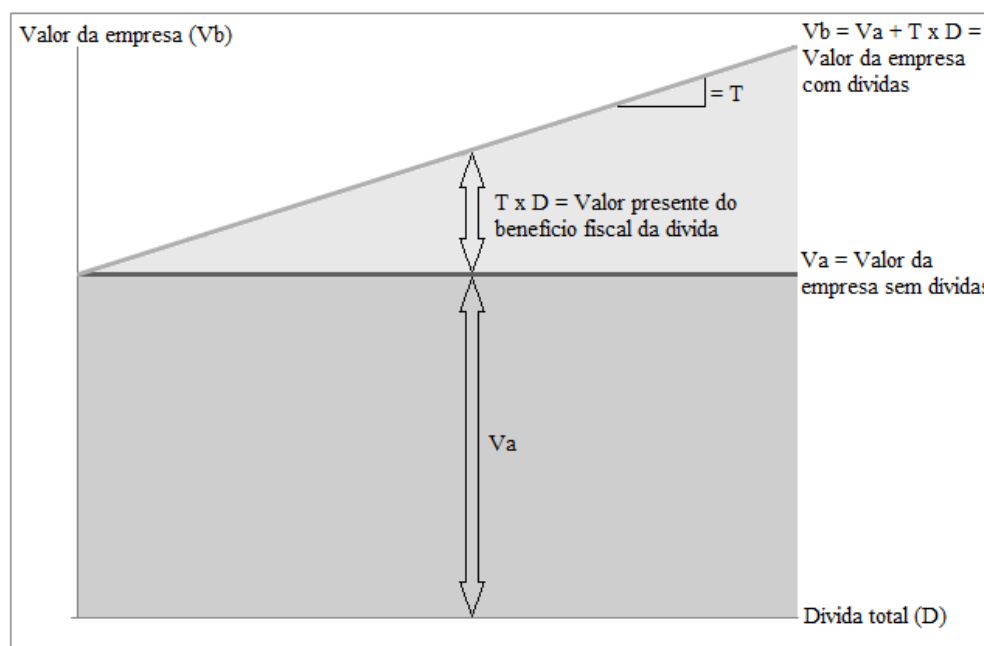
Assim, conclui-se que o valor presente do benefício fiscal da dívida é uma multiplicação da alíquota do imposto de renda pelo valor do capital de terceiros. Em uma equação genérica, tem-se que:

$$VP = (T \times D \times Jd) / Jd = T \times D$$

Conforme comentado acima, como o valor da empresa no cenário B é maior do que o valor da empresa no cenário A por um montante igual ao valor presente do benefício fiscal da dívida, tem-se finalmente o resultado da Proposição I de M&M com impostos:

$$V_b = V_a + T \times D$$

Gráfico 3 – Proposição de M&M com impostos



O resultado desta última análise leva a uma pergunta: se quanto maior o uso de capital de terceiros maior o valor da empresa, então por que todas as empresas não compõem sua estrutura de capital 100% com dívidas? A resposta para esta pergunta está no conceito de custos de falência.

I.3.5. Custos de Falência

Uma das razões para a empresa não compor a sua estrutura de capital somente com capital de terceiros é o custo de falência. Quanto maior o quociente de capital de terceiros sobre capital próprio, maior a probabilidade da empresa não conseguir honrar todos os compromissos assumidos com os credores.

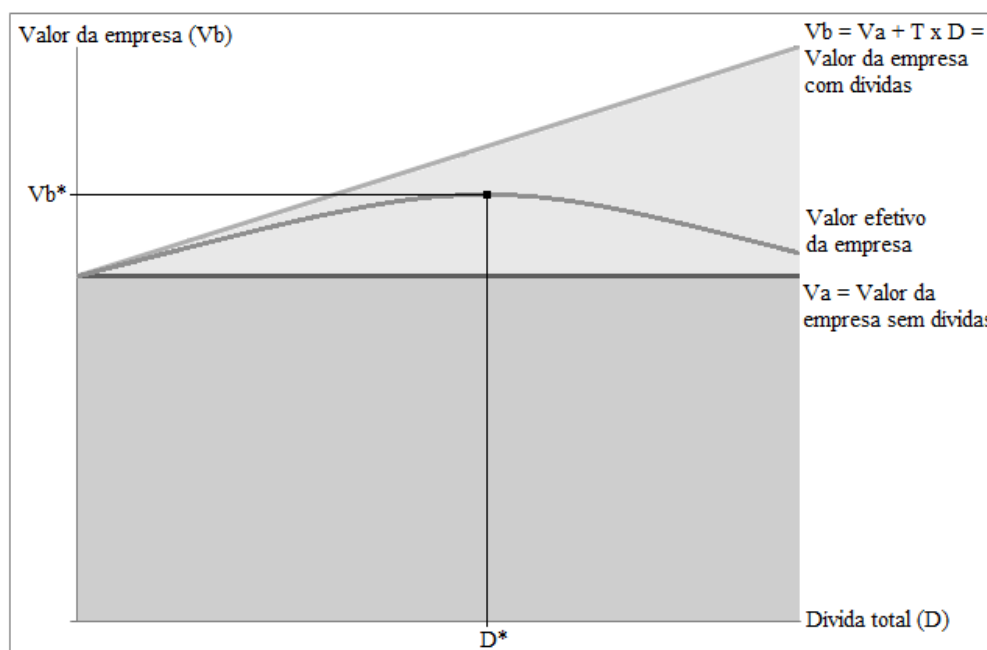
Uma empresa vai ser considerada falida se o valor dos seus ativos se igualar ao valor total de sua dívida. Nesse cenário, o valor das ações é nulo e os acionistas precisarão transferir a posse dos ativos e o controle da empresa para os credores. Um outro problema que surge neste caso são os custos associados a este processo de falência, que é o que acaba por anular os ganhos relacionados ao benefício fiscal da dívida.

Estes custos podem ser divididos entre custos diretos e indiretos de falência. Os custos diretos de falência são aqueles relacionados ao processo legal e administrativo, enquanto os custos indiretos são os que a empresa irá incorrer para tentar evitar o processo de falência. Os custos indiretos tendem a ser altos por uma divergência de interesses entre acionistas e credores. Até estar legalmente falida, a empresa é controlada pelos acionistas, que terão razões fortes para tentar evitar a falência independente dos custos que isso traga. Por outro lado, o maior interesse dos credores é proteger o valor dos ativos e por isso têm grandes incentivos para fazer com que a empresa entre logo em falência. O resultado dessa batalha de interesses é um processo longo e custoso para a empresa, e falindo ou não ao final do processo, essa possibilidade de perda que limita o uso 100% de capital de terceiros para uma empresa.

I.3.6. Teoria Estática da Estrutura de Capital

Nas seções anteriores viu-se que uma empresa contrai dívidas porque o benefício fiscal é vantajoso, porém, o endividamento é limitado pela possibilidade de falência da empresa. Isto é, se o nível de endividamento for muito alto, o risco de dificuldades financeiras aumenta e mais do que anula do benefício fiscal, tornando o endividamento negativo perante uma estrutura mais concentrada em capital próprio. A conclusão é que a estrutura ótima de capital está em algum ponto entre esses dois extremos, e assim chega-se à teoria estática da estrutura de capital. Em outras palavras, essa teoria diz que a empresa toma emprestado até o ponto no qual o benefício fiscal de um real adicional de capital de terceiros é exatamente igual ao custo do aumento da probabilidade de falência da empresa, o que pode ser representado no gráfico abaixo:

Gráfico 4 – Teoria estática da estrutura de capital



Fonte: Autoria Própria

Nesse gráfico, tem-se V_b como o valor da empresa em função do montante de capital de terceiros D . Em um determinado ponto, o valor máximo da empresa (V_b^*) é atingido, que é o momento em que se chega à quantidade ótima de capital de terceiros – D^* .

A teoria estática da estrutura de capital não identifica um coeficiente específico que leva à estrutura ótima de capital, apenas informa que se tem que considerar o benefício fiscal e a possibilidade de falência para se chegar na estrutura ideal para cada empresa. O mercado em que a empresa atua e sua situação financeira influenciam no peso que o benefício fiscal e a possibilidade de falência vão exercer sobre a estrutura de capital. Em relação ao benefício fiscal, existem empresas que pagam alíquotas de imposto de renda distintas e outras que recebem benefício fiscal por outros meios, fazendo com que o impacto do benefício fiscal da dívida seja diferente. Quanto à possibilidade de falência, existem empresas com maior ou menor risco de enfrentar dificuldade financeiras – seja por maior volatilidade das receitas ou por outros riscos produtivos aos quais estão expostas –, o que faz o risco de falência impactar de forma diversa.

I.4. Fatores Determinantes da Estrutura de Capital no Setor Petrolero no Brasil

Conforme adiantado na seção anterior, por mais que sejam desenvolvidas teorias que se aproximem do quociente ótimo entre capital próprio e de terceiros, existem diversos fatores que exercem grandes influências nas decisões de financiamento de cada empresa. Myers (2001) e Damodaran (2004) apontam que existem determinadas características que influenciam nas decisões sobre a estrutura de capital – e tais fatores podem ser internos, como o tamanho da empresa ou sua rentabilidade, e externos, como variáveis macroeconômicas ou a indústria na qual uma determinada empresa atua.

Aqui pode-se começar a desenvolver ideias que se aproximem das tendências do setor petrolero no Brasil, ou seja, os fatores externos que exercem alguma influência sobre decisões de financiamento da Petrobras. Iniciando por um estudo mais aprofundado sobre as especificidades da economia brasileira, depara-se com uma divergência inicial: os modelos de estrutura de capital apresentados anteriormente estão principalmente baseados em conjunturas economicamente desenvolvidas. Isto é, economias com taxas de juros homogêneas e livremente praticadas pelo mercado, mercados nos quais os desejos de captação e aplicações são satisfeitos e taxas de inflação que não seja relevantes para influenciar as decisões financeiras do mercado – e deve-se reconhecer que tais características geralmente não são aplicáveis aos países em desenvolvimento como o Brasil.

Segundo Assaf Neto (2003), o financiamento no mercado brasileiro carrega altos custos financeiros, baixa oferta interna de crédito de longo prazo e restrições à oferta de novas ações e debêntures no mercado, devido ao mercado de capitais brasileiro ser ainda pouco desenvolvido. De acordo com o autor, por esses motivos as empresas brasileiras priorizam “o financiamento através de recursos próprios, reduzindo sua capacidade de alavancagem financeira, e também enfrentam dificuldades em crescer, pela reduzida oferta de crédito de longo prazo”.

Em relação ao setor petrolífero, tem-se algumas características aplicáveis a basicamente todas as empresas do setor: são capital-intensivas³ e trazem consigo incertezas geológicas, tecnológicas e quanto ao preço da *commodity* no mercado. Pode-se facilmente identificar que essas características tornam as empresas petrolíferas mais arriscadas – enquanto a necessidade de quantias elevadas de capital para a produção traz aos emprestadores uma maior preocupação quanto à possibilidade de não pagamento, as incertezas dificultam as projeções de fluxo de caixa da empresa.

I.5. Conclusão

Nesse capítulo foram desenvolvidas bases teóricas para melhor entender como são feitas as decisões de financiamento de cada empresa. Usou-se o conceito de Custo Médio Ponderado de Capital, o WACC, para encontrar o coeficiente ótimo entre o capital próprio e o de terceiros e apresentou-se a teoria estática de estrutura de capital, baseada nas proposições I e II de Modigliani e Miller e de outros conceitos como alavancagem “feita em casa” e custos de falência.

Porém, por mais bem embasadas que sejam tais teorias, fatores externos e específicos de cada empresa ou setor irão influenciar nas decisões de financiamento. Na seção anterior foi visto que tais fatores podem ser internos (tamanho da empresa e rentabilidade, por exemplo) e externos, como variáveis macroeconômicas ou características próprias de cada setor. No próximo capítulo, os esforços serão direcionados para caracterizar quais os fatores específicos da indústria petrolífera que podem influenciar na escolha da estrutura de capital.

³ Empresas capital-intensivas são aquelas que necessitam de elevadas quantias de capital para produzir. De acordo com Ofidal e Sorhus (2011), as empresas do setor petrolífero são capital-intensivas devido ao alto preço dos seus ativos e ao relevante montante de capital necessário para o investimento.

CAPÍTULO II - OS PRINCIPAIS RISCOS INERENTES À INDÚSTRIA PETROLEIRA

II.1. Introdução

Conforme discutido no capítulo anterior, existem fatores internos e externos a uma empresa que exercem influência nas decisões de financiamento. Esse capítulo irá se aprofundar nos fatores externos, mais especificamente nas características da indústria petroleira que tornam esse um setor mais arriscado. Pode-se dividir os riscos inerentes ao setor de petróleo em quatro: os altos custos de produção, as incertezas geológicas, as incertezas técnicas e a alta volatilidade do preço do petróleo.

Os altos custos da cadeia produtiva do petróleo estão relacionados não somente ao altíssimo montante demandado na produção em si: antes de produzir a primeira gota de petróleo e começar a gerar receitas, as empresas precisam fazer grandes investimentos na fase de exploração e desenvolvimento. Na fase de exploração, pode-se ressaltar os gastos com estudos geológicos e geofísicos e a perfuração exploratória. Na fase de desenvolvimento é preciso contratar os equipamentos e serviços necessários para deixar o ambiente propício para o início da fase de exploração. Por fim, tem-se os gastos com produção de fato e, ao final da vida útil do campo, os gastos de abandono.

O risco geológico está relacionado à incerteza de que as jazidas encontradas sejam, de fato, rentáveis. Este fator de incerteza concentra-se na fase de exploração, mas ainda é significativo na etapa de desenvolvimento uma vez que existe a possibilidade do campo de petróleo ter reservas inferiores às estimadas, podendo até impedir a sua comercialidade.

Os riscos técnicos, por sua vez, estão principalmente presentes no desenvolvimento e produção do campo de petróleo, tendo em vista que exigem uma maior infraestrutura e complexidade técnica. As empresas lidam frequentemente com a probabilidade de ocorrência de

um eventual erro técnico na construção ou operação de um poço ou plataforma, e tal erro pode levar a perdas relevantes.

Por fim, a volatilidade do preço também impacta fortemente a operação das empresas de petróleo. Como o petróleo é uma *commodity*⁴, e por isso seu preço é determinado pelo mercado internacional, as empresas não conseguem prever o preço praticado no futuro o que facilita um descasamento entre o fluxo de caixa real e o projetado.

Sabe-se que a Petrobras tem uma cadeia produtiva verticalmente integrada⁵, atuando nas áreas de exploração e produção (E&P), refino, distribuição, transporte e comercialização. Esse capítulo porém, irá focar apenas na área de E&P – também denominado *upstream* –, que é a parte central do negócio.

II.2. Custos da Cadeia de Produção

Um dos grandes desafios das empresas de petróleo são seus altos custos de produção. Isso acontece porque tais custos não estão apenas ligados à produção de fato – o processo produtivo do petróleo precisa passar por duas outras etapas antes de ser tornar rentável: a exploração e o desenvolvimento.

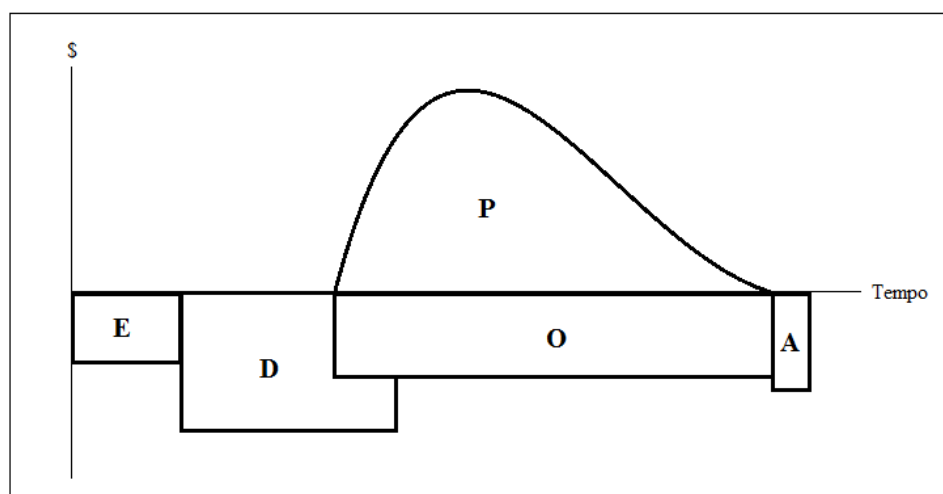
O gráfico abaixo é uma apresentação bem simplificada do fluxo de caixa da cadeia produtiva do petróleo. Inicialmente tem-se a fase de exploração (E) e de desenvolvimento (D), que representam as despesas pré-operatórias para empresas petrolíferas. Quando se inicia o período de produção (P), tem-se os gastos operacionais (O) e, ao fim da vida útil do poço de

⁴ *Commodity* é o termo usado para produtos primários, que seguem um tipo de padronização. Por serem padronizados, seus preços são definidos no mercado internacional de acordo com o nível de oferta e demanda.

⁵ Integração Vertical é um conceito de microeconomia que foi descrito por Porter (1997) como a combinação de processos de produção, distribuição, vendas e/ou outros processos econômicos tecnologicamente distintos dentro das fronteiras de uma mesma empresa.

petróleo, estão os custos de abandono (A). Esta seção detalhará os custos associados a cada uma destas fases para entender um pouco melhor sobre a cadeia produtiva e seus custos específicos. Para isso, o gráfico abaixo será referenciado algumas vezes, uma vez que apresenta uma visão simplificada porém bastante útil da dimensão e cronologia dos gastos na cadeia de produção do petróleo.

Gráfico 5 – Fluxo de caixa da cadeia produtiva do petróleo



Fonte: Autoria Própria

II.2.1. Custos da Exploração do Petróleo

A fase de exploração do petróleo é o conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, buscando descobrir e identificar jazidas (Almeida, 2004). Esse processo é essencial para que a empresa possa manter o ciclo de reprodução das reservas e não perder produtividade. Os principais custos da etapa de exploração de petróleo são os dispêndios com estudos geológicos e geofísicos e a perfuração exploratória.

Um programa exploratório se inicia com a realização de estudos geológicos com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma

determinada região (Thomas, 2001). Através da geologia da superfície é possível delimitar as bacias sedimentares e estruturas mais favoráveis ao acúmulo de hidrocarbonetos. Já os estudos geofísicos se utilizam da estrutura, composição, propriedades físicas e processos dinâmicos da Terra para adquirir dados sobre a estrutura e composição das rochas da subsuperfície. É de extrema importância para as empresas do setor petrolífero investirem em geólogos e geofísicos muito qualificados, pois essa é a maneira de minimizar os custos de perfuração que podem chegar a proporções bem altas dos custos totais de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo.

A segunda e última etapa da cadeia de exploração do petróleo é a perfuração, a única maneira de realmente confirmar se um poço é economicamente rentável. O dispêndio nessa fase da exploração sempre é consideravelmente elevado, uma vez que as sondas de perfuração são relativamente escassas, são tecnologicamente complexas e seu mercado é muito concentrado.

Os custos nessa etapa ainda podem variar dependendo da localização (a perfuração no mar na maioria das vezes é muito mais custosa do que em terra) e da profundidade das águas (quanto mais profunda a lâmina d'água⁶, mais elevados tendem a ser os custos). Como a maior parte das reservas de petróleo da Petrobras está em campos marítimos e em águas profundas e ultra profundas – inclusive a região do pré-sal, que atualmente corresponde a aproximadamente 20% do total de produção de petróleo da empresa e em 2018 deve chegar a 52% (Petrobras, 2015) –, os custos de perfuração tendem a ser ainda maiores para a empresa. Abaixo tem-se uma breve definição do que são águas rasas, profundas e ultra profundas:

Tabela 5 – Definição de águas rasas, profundas e ultra profundas

Conceito	Definição
Águas Rasas	Profundidade da água de 400 metros ou menos
Águas Profundas	Profundidade de água de 401 a 1.500 metros
Águas Ultra Profundas	Profundidade da água com mais de 1.501 metros

Fonte: http://www.qgpep.com.br/queirozgalvao/web/conteudo_pti.asp?idioma=0&tipo=33696&conta=45

⁶ Distância entre a superfície da água e o fundo do mar.

Além dos altos custos, como a atividade de perfuração exploratória traz consigo um risco altíssimo – uma vez que não se pode ter certeza se será encontrado petróleo no poço a ser explorado –, as instituições financeiras raramente estão dispostas a financiar este tipo de operação. Esse é um dos grandes desafios das empresas petroleiras por exigir dos investidores um alto grau de auto-financiamento.

II.2.2. Custos do Desenvolvimento do Petróleo

Quando a fase de exploração é concluída, a empresa precisa decidir se vai prosseguir ou não com o desenvolvimento do campo de petróleo. Embora os riscos sejam um pouco menores do que na fase de exploração, uma vez que já se mostrou que o campo é economicamente viável, ainda existe a possibilidade de prosseguir no desenvolvimento de um campo com reservas inferiores às estimadas.

É nesse período que a empresa atinge o fluxo de caixa mais negativo, conforme visto no gráfico 5 apresentado no início dessa seção. Isso acontece porque é preciso contratar os equipamentos e serviços necessários para a extração, tratamento, estocagem, escoamento e transporte do óleo. Também é essencial desenvolver estudos para determinar o número e localização dos poços que vão levar ao fluxo ótimo de produção. Terminado esse processo, se inicia a fase de produção do petróleo.

II.2.3. Custos da Produção do Petróleo

É na fase de produção que se inicia a extração de petróleo em escala comercial. De acordo com Almeida (2004), “a produção de petróleo se dá inicialmente pela decompressão do poço de petróleo (diferencial de pressão entre o campo e a atmosfera)”. Essa primeira etapa pode ser chamada de recuperação primária, que é a produção resultante da atuação da energia natural

do reservatório. Como apenas uma pequena parte do óleo pode ser extraído pela descompressão natural do campo, tem-se a chamada recuperação secundária, que se utiliza de tecnologias de recuperação para injetar água ou gás no campo de forma a manter a pressão (aumento da energia do campo). Por fim, ainda se tem a recuperação terciária, que é representada pela implicação de outras tecnologias para tentar recuperar o óleo que não pôde ser extraído pelos métodos citados acima.

Paralelamente, a empresa petrolífera precisa incorrer com outros custos de operação como atividades de manutenção dos equipamentos, despesas de pessoal, apoio logístico ao transporte de trabalhadores, operação das embarcações (no caso de plataforma marítimas), entre outros.

Finalmente, como pode-se observar no fluxo de caixa simplificado apresentado no início da seção, tem-se os custos de abandono, momento em que os custos para a empresa voltam a superar suas receitas. Tais dispêndios estão ligados à desativação dos poços e retirada das instalações do campo de petróleo, assim como os custos de recuperação ambiental.

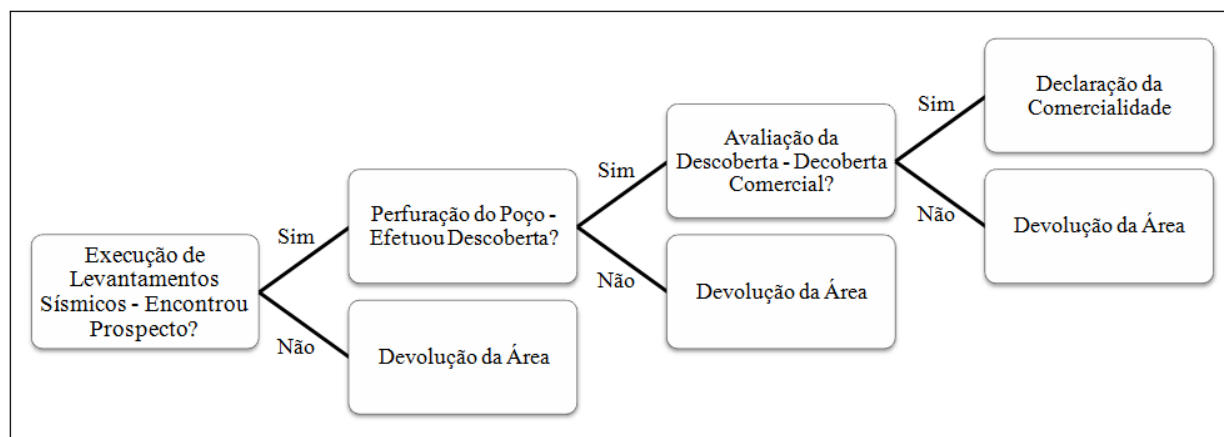
II.3. Incertezas Geológicas

Além dos altos custos financeiros, a atividade petroleira envolve muitas incertezas geológicas. Esse tipo de risco está em sua maior parte concentrado na fase de exploração, mas na etapa de desenvolvimento ainda está muito presente uma vez que existe a possibilidade do campo de petróleo ter reservas inferiores às estimadas, podendo até impedir a comercialidade. De acordo com Lerche e Mackay (1999), “sempre há chance de fracasso, com risco de perda total do investimento, contra a chance de sucesso, que traz um ganho que excede o investimento total”.

No diagrama abaixo pode-se ver de forma simplificada como funciona o processo antes do início da produção de petróleo no Brasil. Em diversos momentos, a empresa está sujeita a ser

obrigada a abandonar a área – devolver para a Agência Nacional do Petróleo (ANP)⁷ – por não ser economicamente rentável continuar com a operação.

Figura 1 – Processo inicial da produção de petróleo no Brasil



Fonte: Autoria Própria

Em qualquer parte do mundo, os riscos geológicos estão presentes na fase de E&P do petróleo. Porém, como as reservas estão distribuídas de forma desigual, o custo de exploração, a probabilidade de sucesso da perfuração e a produtividade do poço vão depender da região em que a reserva se encontra.

Um exemplo disso é a diferença entre explorar e produzir jazidas localizadas em terra ou em mar: como já foi abordado anteriormente, os custos em terra são muito mais baixos do que em mar, devido à menor complexidade tecnológica e facilidade de escoamento do óleo, tornando as reservas em terra mais fáceis de se tornar comercializáveis, diminuindo assim os riscos geológicos. Neste caso, reservas com menos produtividade podem ser consideradas comercializáveis, enquanto que em mar é necessário que haja uma descoberta de jazidas mais produtivas.

⁷ De acordo o site da própria agência, a ANP atua como o “órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é a autarquia federal que executa a política nacional para o setor, com foco na garantia do abastecimento de combustíveis e na defesa dos interesses dos consumidores.”

No Brasil, a região do pré-sal traz consigo pontos positivos e negativos. Se por um lado a exploração do pré-sal exige altos dispêndios de capital por estar localizada em águas ultraprofundas, a região é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. Além disso, a taxa de sucesso exploratória⁸ no pré-sal se aproxima de 87% de acordo com dados do ANP, enquanto “dados da literatura apontam que as taxas médias de sucesso de poços pioneiros perfurados nas bacias petrolíferas localizadas em zonas de fronteira (com escasso conhecimento geológico) situam-se numa faixa entre 20-30% dependendo da complexidade da bacia” (Suslick, 2002). Isso evidencia que apesar dos pesados investimentos que a área demanda, os riscos geológicos são muito baixos.

Pode-se ainda trazer o risco geológico para uma equação como forma de melhor mensurar as probabilidades. De acordo com Bedregal e Dias (2001), “o risco geológico na prospecção novos reservatórios podem ser minimizado calculando e avaliando a probabilidade de sucesso geológico, através da multiplicação das probabilidades individuais dos seguintes fatores: presença de rochas geradoras, presença de rochas reservatórios, presença de trapas e Presença dinâmica do processo”. O que leva à seguinte equação:

$$Psg = Prg \times Prr \times Pts \times Pdp$$

Onde:

Psg = probabilidade de sucesso geológico

Prg = probabilidade de presença de rochas geradoras (rochas ricas em matéria orgânica)

Prr = probabilidade de presença de rochas reservatórios (rochas com porosidade e permeabilidade adequadas)

⁸ Taxa de sucesso exploratória é a razão entre a quantidade de poços onde o petróleo foi encontrado e o total de poços perfurados.

Pts = probabilidade de presença de trapas (situações geológicas em que o arranjo espacial de rochas reservatório e selante possibilita a acumulação de petróleo)

Pdp = probabilidade de presença de dinâmica do processo

Uma primeira observação que pode-se fazer é que a ausência completa de um dos fatores acima tornará inviável a acumulação de hidrocarbonetos. Tendo como resultado um valor diferente de zero, é possível classificá-los de acordo com o seu risco, tais como: muito baixo, baixo, moderado, alto e muito alto:

Tabela 6 – Classificação e fatores de risco de uma jazida de petróleo

Classificação de risco	Fatores de risco
Muito baixo (50 a 99%)	Todos os fatores de risco são favoráveis.
Baixo (25 a 50%)	Todos os fatores de risco são encorajadores a favoráveis.
Moderado (12,5 a 25%)	Dois ou três fatores de risco são encorajadores a favoráveis e um a dois são favoráveis ou neutros.
Alto (6,3 a 12,5%)	Um ou dois fatores de risco são neutros ou encorajadores e dois ou três são neutros.
Muito alto (1 a 6,3%)	Dois ou três fatores de risco são neutros ou piores e um ou dois fatores questionáveis.

Fonte: Suslick (2011)

É de extrema importância avaliar o risco geológico para seguir com as decisões de investimento de uma empresa petroleira. Caso a jazida a ser explorada não apresente condições favoráveis de comercialização, muitos dos investimentos realizados na exploração se tornam irrecuperáveis, trazendo perdas consideráveis para a instituição.

II.4. Incertezas Tecnológicas

Diferentemente do risco geológico, o risco técnico se concentra nas fases de desenvolvimento e produção. As fases posteriores à exploração exigem uma maior estrutura e complexidade técnica, ficando assim mais expostas às incertezas tecnológicas. As empresas precisam lidar com a probabilidade de ocorrência de um eventual erro técnico na construção ou

operação de um poço ou plataforma, e tal erro pode levar a perdas físicas relevantes como danos em equipamentos, interrupção da produção da produção e etc.

Mais uma vez, operações em mar trazem maiores riscos. No Brasil, devido à alta concentração de poços em águas profundas e ultra profundas, a necessidade de desenvolver novas tecnologias voltadas para o setor tornou-se essencial. Para a exploração do pré-sal, por exemplo, estudos da Coppe (Instituto Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da UFRJ) mostram que existem duas vertentes de desafios tecnológicos: a natureza vertical e a horizontal.

A natureza vertical está representada pelo desafio de perfurar o poço até o reservatório, atravessando as camadas de água, de sedimentos e de sal em temperaturas que chegam a 150° C e estão sob altas pressões e gases corrosivos. É preciso considerar também o caminho inverso, do petróleo extraído do poço até a superfície, que pode entupir os dutos e até causar vazamentos que provoquem acidentes ambientais.

O desafios horizontais por sua vez estão presentes no transporte do petróleo e o gás da área de produção até a costa, além de ser preciso carregar pessoal, equipamentos e suprimentos para as plataformas. E tudo isso é feito em um ambiente nada estático sujeito a ação de ventos, ondas e correntes.

II.5. Volatilidade do Preço do Petróleo

Por fim, tem-se o risco da volatilidade no preço do petróleo. Seria de extrema utilidade para uma empresa petroleira poder prever os preços aplicados ao barril de petróleo nos anos seguintes, como forma de estimar o seu fluxo de caixa e projetar seus investimentos da melhor forma possível para a saúde financeira da empresa. Porém, como o petróleo é uma *commodity*, seu preço é determinado pelo mercado internacional, podendo sofrer pequenas variações de acordo com a sua qualidade.

A flutuação no preço é diariamente influenciada pela demanda e oferta global, ficando sujeita a grandes variações de acordo com importantes acontecimentos mundiais. A melhor forma de exemplificar essas grandes variações é com os chamados “Choques do Petróleo” e com a forte queda de preços que se instaurou em 2014.

II.5.1. O Primeiro e Segundo Choque do Petróleo

O mundo viveu no século passado dois importantes choques no preço do petróleo: o primeiro em 1973 e o segundo em 1979. O primeiro choque se iniciou quando a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)⁹, durante a guerra do Guerra do Yom Kippur que envolvia Egito e Síria contra Israel, anunciou que deixaria de exportar petróleo aos países que apoiassem Israel, isto é, os Estados Unidos e seus aliados na Europa Ocidental. Com a diminuição da oferta, os preços do petróleo dispararam atingindo um aumento de 400% em cinco meses – entre outubro de 1973 e março de 1974 – de acordo com Sarkis (2006). O grupo de empresas petroleiras conhecido como “Sete Irmãos”¹⁰ (*Royal Dutch Shell, Anglo-Persian Oil Company, ESSO, Socony, Texaco, Standard Oil of California e Gulf Oil*), foi fortemente beneficiado pela alta do petróleo, atingindo lucros extraordinários em 1973.

O segundo choque do petróleo também foi motivado por questões políticas, mais especificamente pela Revolução Fundamentalista Iraniana que acabou com a monarquia no país e o transformou em uma república islâmica. O período foi turbulento e marcado por protestos que deixaram o setor petrolífero do Irã debilitado. Como o Irã representava um dos maiores produtores mundiais de petróleo na época, a queda de produção no país afetou o equilíbrio de oferta e demanda no setor mundialmente, fazendo o preço do barril triplicar de preço.

⁹ A OPEP foi criada em 1960 tendo como objetivo administrar de forma centralizada a política petroleira dos países membros. Os primeiros países membros da Opep foram: Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela.

¹⁰ O termo “Sete Irmãos” foi criado por Enrico Mattei, então presidente da empresa de petróleo italiana ENI, para denominar o grupo de sete empresas que controlavam o mercado petroleiro entre meados da década de 1940 e a década de 1970.

II.5.2. A Recente Queda no Preço do Petróleo

Recentemente também foi vista uma mudança brusca no preço do petróleo que causou grandes impactos ao setor. No segundo semestre de 2014, o preço do barril de petróleo apresentou uma queda de 60%, chegando a custar cerca de U\$50 ao final de 2014 depois do pico de U\$115 em junho do mesmo ano. Foi a pior queda desde 2008, quando os preços do petróleo perderam mais da metade de seu valor devido à crise financeira que se alastrou pelo mundo.

Foram diversas forças que influenciaram a recente movimentação no preço do barril, mas dois eventos tiveram uma participação crucial para os preços chegarem a estes patamares. O primeiro grande fator foi o crescimento acelerado da produção nos Estados Unidos, que pressionou os preços ao diminuir drasticamente a importação norte-americana. O segundo fator agravante foi a recusa da OPEP em reduzir a produção diante da enfraquecida demanda mundial. O preço que os países membros precisavam para manter a rentabilidade da sua produção estava muito acima dos baixos preços praticados no mercado internacional, mas mesmo assim optaram por não baixar o volume de produção temendo perder *market share* (ou participação de mercado).

A indústria petroleira foi fortemente afetada ao ter sua lucratividade pressionada. Com a Petrobras, porém, houve uma contra-partida. Se por um lado a empresa sofreu uma redução da rentabilidade dos seus projetos, por outro lado foi positivamente impactada pela redução do preço das importações, uma vez que a Petrobras precisa importar petróleo para suprir toda a demanda interna.

Durante o ano de 2014, o preço do petróleo praticado no Brasil foi artificialmente mantido abaixo do preço de equilíbrio como uma das ações para conter as altas expectativas para a taxa de inflação. Esse cenário causou grandes perdas para a empresa à medida que esta precisava importar a um preço mais elevado e revender internamente a níveis mais baixos. A

queda dos preços internacionais veio como forma de aliviar as pressões que essas divergências de preços estavam causando para o endividamento e geração de caixa da empresa.

II.6. Conclusão

Esse capítulo aprofundou-se nos riscos que são aplicáveis a basicamente todas as empresas do setor petrolífero. Tendo em vista esses quatro principais riscos – os altos custos de produção, as incertezas geológicas, as incertezas técnicas e a alta volatilidade do preço –, é fácil perceber que qualquer empresa que busque se estabelecer nesse setor enfrentará grandes desafios e precisará de bons planejamentos.

Nos últimos anos, a Petrobras passou por diversos desafios – internos e externos – e hoje preocupa o mercado pelos altos níveis de endividamento. Agora que já tem-se uma visão de como funcionam as decisões de financiamento de um modo geral, e já sabe-se quais os principais desafios da indústria do petróleo, esse estudo se aprofundará nos fatos e nos números da maior empresa do Brasil para entender como a Petrobras chegou ao nível de endividamento que apresenta hoje.

CAPÍTULO III - A EVOLUÇÃO DO ENDIVIDAMENTO DA PETROBRAS

III.1. Introdução

A crise que atingiu a indústria do petróleo, causada por uma diminuição brusca do preço internacional, impactou fortemente a rentabilidade das empresas do setor. Com uma geração de caixa pressionada pelos baixos preços, a maioria das empresas precisou recorrer a novas fontes de financiamento para suprir a demanda de investimento em bens de capital (*capital expenditures* ou *capex*, em inglês). No caso da Petrobras não foi diferente.

Nos últimos anos, a estatal brasileira aumentou o seu nível de endividamento de forma acelerada. Esse fato pode ser explicado não somente pelas mudanças no cenário internacional, como apontado no parágrafo anterior, mas também por especificidades da indústria do petróleo.

Este capítulo se preocupa em analisar a estrutura de endividamento da Petrobras, e para isso, serão levantados alguns dados e indicadores importantes. Posteriormente, far-se-á um breve comparativo com as outras empresas do setor. Por fim, este capítulo também buscará entender os impactos do aumento do endividamento, assim como levantar alguns fatores que impulsionaram o crescimento excessivo da dívida.

III.2. Estrutura de Capital da Petrobras

Conforme abordado no primeiro capítulo, todas as empresas precisam se financiar através de capital próprio ou de terceiros. Para entender como as empresas tomam suas decisões sobre a composição do seu capital, foi apresentada a teoria estática da estrutura de capital, que não identifica uma estrutura ótima de capital, mas informa que o ideal é atingir um ponto onde o risco de falência não anule o benefício fiscal de se financiar com capital de terceiros. Esta seção

levantará dados para entender de que forma a Petrobras compõe a sua estrutura de capital e como foi a evolução ao longo dos anos.

Como todas as empresas abertas no Brasil, a Petrobras precisa publicar as suas demonstrações financeiras, representadas principalmente pelo balanço patrimonial, demonstração de resultados e fluxo de caixa. Esse estudo irá utilizar-se de alguns dados do balanço patrimonial, que apresenta todos os ativos (bens e direitos) e passivos (obrigações) da empresa.

O passivo ainda é dividido entre passivo circulante, passivo não circulante e patrimônio líquido. Os passivos circulante e não circulante demonstram a origem de todos os recursos obtidos através de capital de terceiros, seja com data de vencimento nos próximos doze meses (circulante) ou em um período acima de um ano (não circulante). O patrimônio líquido apresenta os recursos próprios da empresa, ou seja, é o que foi tratado até agora como capital próprio.

Adiante, far-se-á uso do balanço patrimonial da Petrobras dos últimos quatro anos fechados – de 2011 a 2014 – para analisar a recente evolução do passivo. Apesar de ser um universo pequeno, é suficiente para ver uma mudança significativa na estrutura da capital da empresa.

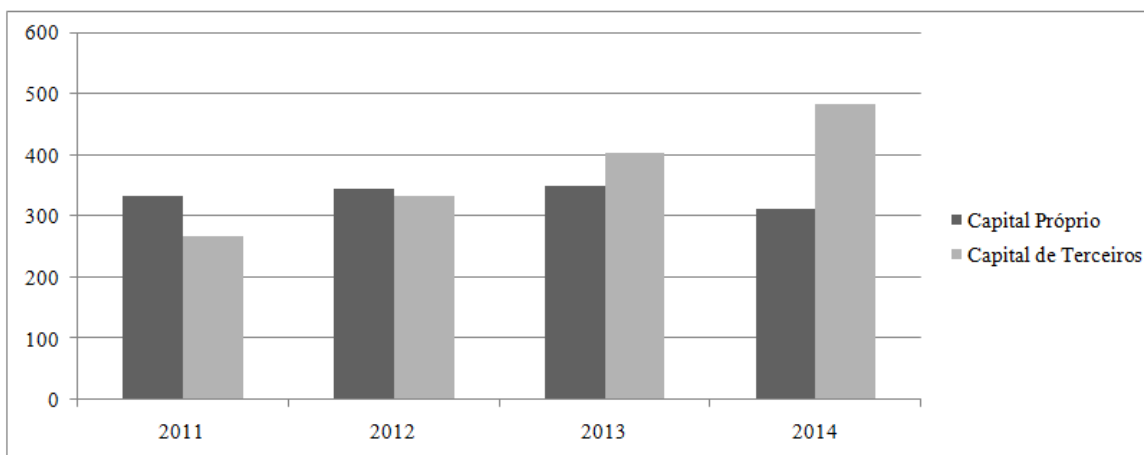
Tabela 7 – Estrutura de capital da Petrobras

	2011	2012	2013	2014
Capital Próprio*	332	345	349	311
Capital de Terceiros*	267	332	404	483
Quoeficiente entre Capital Próprio e de Terceiros	124%	104%	87%	64%

Fonte: Petrobras

* Valores em bilhões de reais

Gráfico 6 – Estrutura de capital da Petrobras – representação gráfica



Fonte: Petrobras

Desde 2011, a Petrobras teve uma oscilação pequena no seu volume de capital próprio e um aumento relevante no montante de capital de terceiros. A sua estrutura de capital, que era majoritariamente financiada por recursos próprios, em quatro anos passou a ter como principal fonte de recursos o capital de terceiros. As próximas seções estudarão esse crescimento do financiamento por capital de terceiros da Petrobras, dando enfoque para uma das principais contas do passivo circulante e não circulante: a dívida financeira.

As dívida financeira é basicamente composta por empréstimos bancários e financiamentos. De acordo com o Banco Central do Brasil, um empréstimo bancário se caracteriza como “um contrato entre o cliente e a instituição financeira pelo qual ele recebe uma quantia que deverá ser devolvida ao banco em prazo determinado, acrescida dos juros acertados”. O conceito financiamento é similar, mas a diferença é que um financiamento tem destinação específica dos recursos tomados, o que não se aplica ao empréstimo bancário.

III.3. A Dívida Financeira da Petrobras

Conforme abordado na seção anterior, nos últimos quatro anos a Petrobras sofreu uma mudança brusca na sua estrutura de capital, impulsionada pelo crescimento acentuado do financiamento por capital de terceiros. Essa mudança se deu principalmente pelo aumento da captação no mercado financeiro, fazendo a dívida financeira da Petrobras atingir níveis muito elevados.

Esta seção estudará a evolução e composição da dívida financeira da empresa, tendo como base o período entre 2011 e 2014. Para melhor entender a dimensão desse crescimento, alguns dos principais indicadores de endividamento utilizados pelo mercado serão levantados e os números da Petrobras serão comparados com o de outras petroleiras.

III.3.1. Evolução e Composição da Dívida Financeira

Não é preciso pegar uma base de dados muito grande para observar o forte crescimento do endividamento financeiro da Petrobras. É importante mencionar que estão sendo considerados como dívida apenas os financiamentos, deixando de incluir os arrendamentos mercantis financeiros¹¹, que não representam um valor tão significativo se comparado à dívida financeira total.

¹¹ De acordo com o site do Banco Central do Brasil, um arrendamento mercantil (ou *leasing*) é um contrato cujo objetivo é a aquisição, por parte do arrendador (banco ou sociedade de arrendamento mercantil), de bem escolhido pelo arrendatário (cliente) para sua utilização. O arrendador é, portanto, o proprietário do bem, sendo que a posse e o usufruto, durante a vigência do contrato, são do arrendatário.

Tabela 8 – Evolução da dívida financeira da Petrobras

	2011	2012	2013	2014
Dívida de Curto Prazo*	19	15	19	32
Dívida de Longo Prazo*	136	181	249	319
Dívida Total*	155	196	268	351
Crescimento Bruto Anual*	-	41	72	83
Crescimento Percentual Anual	-	26%	36%	31%

Fonte: Petrobras

* valores em bilhões de reais

O acentuado crescimento da dívida financeira foi visto principalmente na dívida de longo prazo, ou seja, com vencimento superior a doze meses. Quanto à origem da captação, tem-se adições de financiamento por diferentes fontes. De 2013 para 2014, por exemplo, a demonstração financeira anual de 2014 da Petrobras (Petrobras, 2015) mostrou que a captação de novos financiamentos de longo prazo no país totalizou 10,9 bilhões de reais e feita foi através do mercado bancário (10,1 bilhões de reais) e do mercado de capitais (800 milhões de reais). Já a captação no exterior somou 48,8 bilhões de reais e se dividiu entre financiamentos com a agência de crédito à exportação¹² (665 milhões de reais), mercado bancário (15,6 bilhões de reais) e, principalmente, mercado de capitais (32,5 bilhões de reais). Além dessas contas, o valor da dívida também sofre oscilações – geralmente menos representativas – por ajuste acumulado de conversão, os juros incorridos no período, as variações monetárias e cambiais e a transferência de longo para curto prazo.

III.3.2. Principais Indicadores de Endividamento

Esta seção fará uma avaliação dos dois indicadores mais usados pelo mercado para medir o nível de endividamento das empresas: a proporção da dívida em relação à base de ativos e ao

¹² “O apoio oficial à inserção internacional das empresas de um país é realizado por instituições chamadas agências de crédito à exportação (export credit agencies – ECA). O principal objetivo de tais agências é promover exportações que não seriam possíveis sem o seu apoio e fortalecer as empresas de seu país para competir internacionalmente.” (Catermol, 2008, p. 6)

LAJI (que como já foi mencionado no primeiro capítulo, é lucro antes de juros e imposto de renda).

Tabela 9 – Indicadores de endividamento da Petrobras

	2011	2012	2013	2014
Dívida Total*	155	196	268	351
Dívida Total/Total de Ativos	0.26	0.29	0.36	0.44
Dívida Total/LAJI	3.42	6.05	7.79	-16.45

Fonte: Petrobras

* valores em bilhões de reais

Mas o que cada um desses índices representa? Por que escolher o total de ativos e LAJI como parâmetros para medir o endividamento da Petrobras? Apesar dos nomes serem auto-explicativos, os próximos parágrafos buscarão detalhar o que cada um desses indicadores representa para a empresa.

No primeiro índice, Dívida Total/Total de Ativos, tem-se a proporção da estrutura de capital da empresa que é financiada através de dívida financeira. Isso significa que em 2011 a Petrobras tinha 26% dos seus ativos financiados por dívidas financeiras, enquanto em 2014 esse número saltou para 44%. Como foi visto no primeiro capítulo desse estudo, não existe um coeficiente específico e comum a todas as empresas que leve à estrutura ótima de capital, e portanto não existe uma proporção ótima de dívida financeira. Porém, quanto maior o nível de dívida financeira, maior a probabilidade da empresa não conseguir honrar com todos os compromissos financeiros assumidos.

Quanto ao índice de Dívida Total/LAJI, esse indicador é um importante comparativo da dívida financeira com a rentabilidade da empresa. O valor encontrado pode ser traduzido, de forma simplificada, como a quantidade de anos que a empresa precisaria para pagar a dívida financeira em sua totalidade. Ou seja, se em 2011 a Petrobras conseguiria pagar em menos de quatro anos toda a sua dívida financeira (supondo que o LAJI se repetiria para os próximos anos), em 2012 a empresa precisaria de mais de seis anos e em 2013 quase oito anos. Em 2014, como a Petrobras gerou um LAJI negativo, o índice também foi negativo. Quando uma empresa

repete esse resultado por anos consecutivos, as chances de não conseguir honrar com suas despesas financeiras crescem significativamente, aumentando também o risco de falência.

III.3.3. Comparativo Entre as Empresas Petroleiras

A indústria petroleira é conhecida mundialmente como a indústria mais endividada do mundo, e a principal razão disso são os altos custos da cadeia produtiva do petróleo tratados no capítulo anterior. Como as empresas demandam altos dispêndios de capital muito antes de começar a gerar receita em um campo de petróleo, buscam financiamentos por fontes externas.

De acordo com dados extraídos da Bloomberg (Bloomberg, 2015), dentre as empresas do setor petroleiro, a Petrobras ocupa a posição de empresa com maior valor absoluto de dívida financeira de curto e longo prazo. Na tabela abaixo é possível ver a discrepância entre o nível de endividamento da Petrobras se comparado às outras empresas:

Tabela 10 – Dívida de longo prazo de total de ativos das principais competidoras da Petrobras

Empresa	Dívida de Longo Prazo*	Total de Ativos*
PETROLEO BRASILEIRO SA - PETROBRAS	120.70	299.75
PETROCHINA CO LTD	59.65	387.52
BP PLC	45.98	284.30
TOTAL SA	45.48	229.80
ROYAL DUTCH SHELL PLC	38.33	353.12
STATOIL ASA	27.39	131.73
CHINA PETROLEUM & CHEMICAL	24.31	233.81
CHEVRON CORP	24.03	266.03
ENI SPA	23.37	176.91
ECOPETROL SA	14.25	59.83
EXXON MOBIL CORP	11.65	349.49
SUNCOR ENERGY INC	10.75	68.59
REPSOL SA	9.21	62.79
OMV AG	6.18	41.06
YPF SA	4.26	24.64
GALP ENERGIA SGPS SA	4.07	15.99
HUSKY ENERGY INC	3.53	33.45
MOL HUNGARIAN OIL AND GAS PL	1.74	17.78
Média	18.81	154.32

Fonte: Bloomberg

* Valores em bilhões de dólares baseados no último ano fiscal disponível

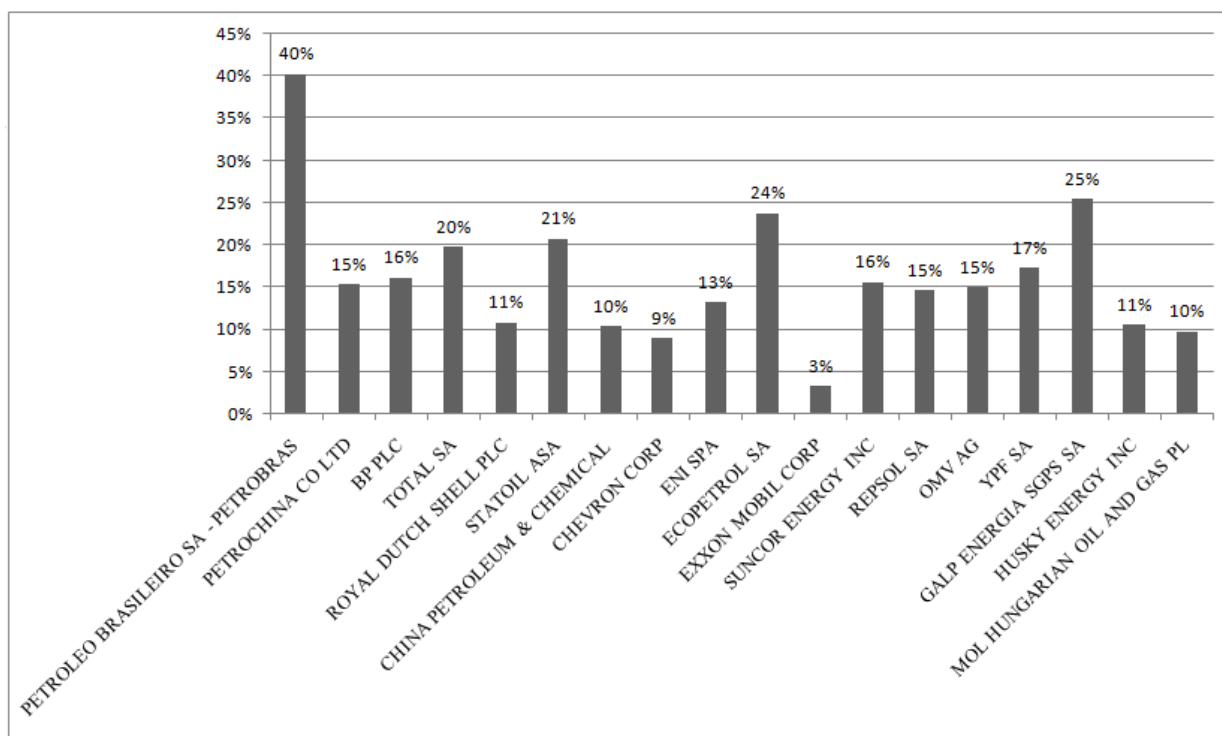
Na primeira coluna tem-se a dívida financeira de longo prazo em dólares, considerando o último balanço anual disponível. A segunda coluna informa o total de ativos, também em dólares e referente ao último balanço reportado. A segunda empresa com maior valor de dívida financeira de longo prazo atingiu 59,65 bilhões de dólares, menos da metade dos 120,7 bilhões de dólares alcançados pela Petrobras.

Outra forma de identificar o quanto o nível de endividamento da Petrobras está alto é comparar com a média das empresas listadas. Na primeira linha tem-se que a dívida financeira média é de 18,81 bilhões de dólares enquanto o total de ativos é 154,32 bilhões de dólares. A base de ativos da Petrobras também está acima da média, sendo 1,9 vezes maior, mas o total da dívida excede em 6,4 vezes a média.

Com os dados acima ainda é possível gerar um dos principais indicadores de endividamento já abordado nesse capítulo: a Dívida Total/Total de Ativos. Além de ter o maior endividamento em valor absoluto, a Petrobras atingiu uma proporção de 40% entre sua dívida

financeira de longo prazo e total de ativos, superando em 15% a empresa que ocupa o segundo lugar.

Gráfico 7 – Dívida Total/Total de Ativos das principais competidoras da Petrobras



Fonte: Bloomberg

III.4. Principais Efeitos do Aumento do Endividamento

Foi visto que uma empresa não compõe sua estrutura de capital somente por capital de terceiros (de forma a maximizar o benefício fiscal) devido ao custo de falência. Quanto maior a composição de capital de terceiros, e principalmente de dívida financeira, maiores os riscos da empresa não conseguir honrar com seus compromissos. Conforme a empresa vai se aproximando de uma estrutura de capital fortemente baseada em dívidas financeiras, maior o receio do mercado em relação ao futuro da empresa.

E de que forma isso afeta as operações da empresa? Esta seção irá se utilizar de exemplos práticos na Petrobras para estudar quais os efeitos para uma empresa em basear a estrutura de capital cada vez mais em dívidas financeiras.

III.4.1. Custo do Financiamento

Sabe-se que uma empresa precisa estar constantemente buscando fontes de financiamento em seu processo de crescimento. Porém, à medida que o endividamento financeiro aumenta, este pode chegar a níveis tão altos que possam colocar em dúvida a capacidade de repagamento. Dessa forma, a credibilidade da empresa pode ser afetada e suas fontes de financiamento tendem a ficar mais custosas.

Uma empresa pode captar dinheiro no mercado através de instituições financeiras ou com a emissão de debêntures¹³. Para definir a taxa de juros a ser cobrada nos empréstimos bancários, a grande parte das instituições financeiras se baseia no risco de crédito da empresa. Empresas altamente endividadas são vistas como empresas que trazem maiores riscos, e quanto maior a percepção de risco, maiores tendem a ser os juros cobrados. Nesse sentido, empresas com maior risco de crédito precisam oferecer aos detentores das debêntures uma maior remuneração, de forma a compensar o risco que os investidores estão tomando.

Tanto as instituições financeiras quanto os investidores, utilizam-se de empresas de classificação de risco de crédito para auxiliar suas decisões. Essas empresas fazem profundas análises para dar uma espécie de nota para cada empresa, em uma escala que vai de empresas menos arriscadas até empresas que oferecem maiores riscos. Abaixo a escala da Moody's, umas das principais empresas de risco de crédito do mundo:

¹³ Uma debênture é definida pela BM&FBOVESPA como “um título de dívida, de médio e longo prazo, que confere a seu detentor um direito de crédito contra a companhia emissora”.

Tabela 11 – Definições dos *ratings* da Moody's

Rating de Longo Prazo (vencimentos de um ano ou mais)	
Aaa	Mais baixo nível de risco de crédito
Aa1, Aa2, Aa3	Muito baixo risco de crédito
A1, A2, A3	Baixo risco de crédito
Baa1, Baa2, Baa3	Moderado risco de crédito
Ba1, Ba2, Ba3	Substancial risco de crédito
B1, B2, B3	Alto risco de crédito
Caa1, Caa2, Caa3	Muito alto risco de crédito
Ca	Empresas inadimplentes ou potenciais, com alguma chance de recuperação
C	Empresas inadimplentes, com baixa chance de recuperação

Fonte: Moody's

Dentro dessa escala, ainda tem-se os níveis 1, 2 e 3, sendo o 1 para empresas com menos risco de crédito e o 3 para empresas mais arriscadas. Em Fevereiro de 2015, em meio a preocupações quanto ao nível de endividamento da empresa, a Moody's rebaixou o *rating* de longo prazo da Petrobras de Baa3 para Ba2 (dois níveis abaixo), passando de uma avaliação de risco moderado para substancial.

Essa ação causou grandes impactos para empresa, reforçando a preocupação e abalando ainda mais a confiança do mercado. De acordo com dados do relatório semestral de Junho de 2015 da Petrobras, a empresa teve um aumento substancial na taxa média ponderada da capitalização de juros: essa taxa cresceu de 4,38% ao ano no primeiro semestre de 2014 para 4,93% ao ano em Junho de 2015 (Petrobras, 2015).

III.4.2. Preço da Ações

Outra forma de medir a confiança do mercado em relação a uma empresa, é através do preços das ações. Um queda brusca no preço geralmente indica perda de credibilidade da companhia, seja por fatores externos como mudanças no mercado em que a empresa está inserida, ou por ações e fatores internos à empresa.

Conforme abordado no capítulo anterior, a indústria petroleira foi recentemente impactada por uma queda acentuada no preço internacional do barril de petróleo. A grande parte das empresas teve sua rentabilidade pressionada, o que tende a afetar negativamente o preço das ações. A seguir, esse estudo buscará entender o movimento do preço das ações internacionalmente e comparar com a oscilação na Petrobras, como forma de identificar se a queda do preço das ações da empresa foi impactada principalmente pelo cenário de instabilidade internacional ou por fatores internos à empresa.

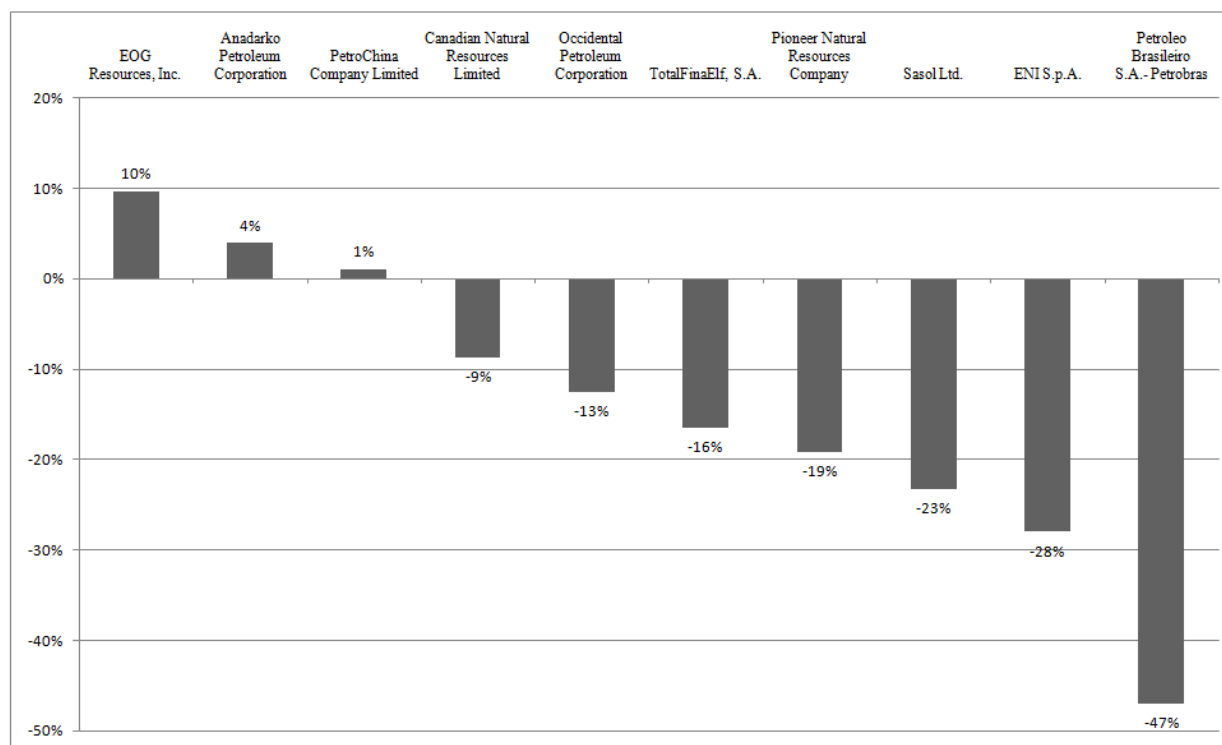
Será usado como base comparativa as dez empresas com maior valor de mercado que atuam na produção de petróleo e são cotadas na NASDAQ (*National Association of Securities Dealers Automated Quotations* ou Associação Nacional de Corretores de Títulos de Cotações Automáticas em uma tradução literal), uma das mais importantes bolsas de valores dos Estados Unidos. Abaixo estão os preços das ações em 31 de dezembro de 2013 e no mesmo período de 2014:

Tabela 12 – Preço da ação das empresas produtoras de petróleo

Empresa	Preço da ação em 31/12/2013 (\$)	Preço da ação em 31/12/2014 (\$)	Variação anual
PetroChina Company Limited	109.74	110.96	1%
TotalFinaElf, S.A.	61.27	51.20	-16%
ENI S.p.A.	48.49	34.91	-28%
Occidental Petroleum Corporation	92.20	80.61	-13%
EOG Resources, Inc.	83.92	92.07	10%
Anadarko Petroleum Corporation	79.32	82.50	4%
Petroleo Brasileiro S.A.- Petrobras	13.78	7.30	-47%
Canadian Natural Resources Limited	33.84	30.88	-9%
Pioneer Natural Resources Company	184.07	148.85	-19%
Sasol Ltd.	49.45	37.97	-23%

Fonte: NASDAQ

Gráfico 8 – Variação anual do preços das ações das empresas produtoras de petróleo



Fonte: NASDAQ

A Petrobras foi a empresa que no período apresentou maior queda, chegando a uma redução de 47% no preço de suas ações. Isso nos evidencia que as razões para a perda de confiança do mercado não estão somente ligadas ao cenário de instabilidade da indústria petrolífera, mas também a fatores internos.

Os altos níveis de endividamento da Petrobras são provavelmente o principal motivo do abalo na confiança do mercado, o que nos remete a um tema abordado no início do nosso estudo: o risco de falência. Quanto maior o coeficiente de capital de terceiros sobre capital próprio, maior a probabilidade de a empresa não conseguir honrar todos os compromissos assumidos com os credores. E a insegurança quanto à capacidade da Petrobras de honrar com todas as dívidas assumidas teve visivelmente reflexos nos preços de suas ações.

III.5. As Principais Razões para o Crescimento do Endividamento

O crescimento acelerado da dívida financeira da Petrobras ocorreu por diversos motivos, mas pode-se citar alguns que influenciaram de forma mais significativa. Estão entre eles os altos custos de exploração da área do pré-sal e o congelamento de preços imposto pelo governo, que serão os temas abordados nesta seção.

III.5.1. Os Altos Custos de Exploração do Pré-Sal

O pré-sal é uma região de reservas de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, localizada sob uma camada de rocha salina. A província pré-sal, como é chamada a região em processo exploratório localizada no litoral brasileiro, é uma área com aproximadamente 800 quilômetros de extensão por 200 quilômetros de largura considerada a reserva mais profunda em que já foi encontrado petróleo em todo o mundo (Petrobras, 2015). Em razão da profundidade em que se encontra, da complexidade da operação, da necessidade de desenvolvimento de novas tecnologias e do aumento da mão de obra, a região do pré-sal demandou grandes investimentos desde sua descoberta.

A exploração no pré-sal vem aumentando significativamente ao longo dos anos. Dados da ANP comprovam os recordes produtivos tanto na produção de petróleo como de gás natural:

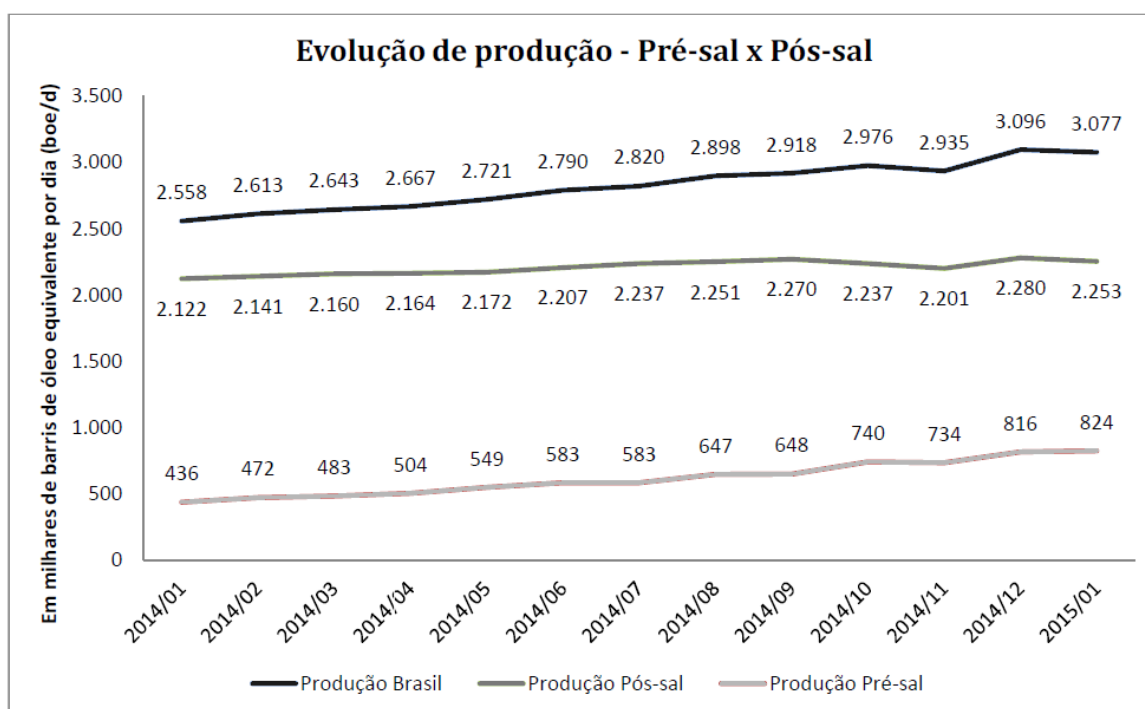
Tabela 13 – Produção no pré-sal

	Janeiro/2012	Janeiro/2013	Janeiro/2014	Janeiro/2015
Petróleo (Mbbl/d)	152.3	264.0	358.8	670.1
Gás Natural (MMm³/d)	4.8	8.9	12.3	24.4
Total (Mboe/d)	182.5	319.7	436.1	824.1
Crescimento total anual	-	75%	36%	89%

Fonte: ANP

Apesar de ter apresentado crescimento da produção também na região do pós-sal (como é chamada a camada mais superficial por está acima das rochas salinas), o avanço produtivo no pré-sal alcançou níveis muito mais elevados. Conforme o gráfico abaixo, enquanto a produção no pré-sal aumentou 89%, o crescimento no pós atingiu apenas 6%.

Gráfico 9 – Evolução da produção brasileira de petróleo e gás natural



Fonte: ANP

Tendo em vista as informações apresentadas acima, os próximos parágrafos irão levantar os números de investimento reportados pela Petrobras para entender de que forma estes podem ser associados ao crescimento da produção no pré-sal. A cada ano a Petrobras divulga seu plano de negócios, apresentando aos investidores qual o volume de investimento previsto nos próximos cinco anos e de que forma serão distribuídos entre as atividades da empresa.

Excetuando o último plano de negócios divulgado para 2015-2019, que foi impactado pela necessidade da empresa de diminuir o seu endividamento conforme abordado nas seções anteriores, o investimento esperado em E&P aumentou em todos os anos. Outro indicador que

ajuda a evidenciar o aumento da demanda por investimento nas bases da cadeia produtiva da Petrobras é a porcentagem de investimento voltado para E&P: a proporção aumentou de 53% em 2010 para 83% em 2015.

Tabela 14 – Plano de negócios da Petrobras: investimento em E&P

	2010-2014	2011-2015	2012-2016	2013-2017	2014-2018	2015-2019
Investimento esperado em E&P (em US\$ bilhões)	118.8	127.5	141.8	147.5	153.9	108.6
Porcentagem do investimento total	53%	57%	60%	62%	70%	83%

Fonte: Petrobras

Adicionalmente aos altos custos de exploração abordados acima, em 2010 foi promulgada a lei 12.351/10, que instituiu o sistema de partilha de produção nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. A lei determina que esse regime deve vigorar em áreas do pré-sal que não se encontravam sob o modelo de concessão¹⁴ antes da promulgação da nova legislação. De acordo com o modelo de partilha, a Petrobras é obrigada a atuar sempre como operadora, com uma participação mínima de 30%.

Em princípio, o objetivo era garantir que a empresa teria um papel estratégico na exploração do petróleo nessas novas reservas, podendo aumentar significativamente suas receitas. Efetivamente a Petrobras foi capaz de bater recordes de produção nos últimos anos, impulsionada pelo aumento da média anual de produção diária do pré-sal de quase 12 vezes entre 2010 e 2014, de acordo com estatísticas da própria empresa (Petrobras, 2015). Mas devido à atual situação de endividamento da empresa, está sendo questionado se a lei ainda continua trazendo benefícios para a Petrobras, uma vez que exige contínuos investimentos de capital em um momento que a empresa precisa evitar novas captações.

¹⁴ De acordo com o Senado Federal, “o regime de concessão, vigente nos antigos contratos de exploração, a propriedade do petróleo extraído em uma certa área (o bloco objeto da concessão), e por um certo período de tempo (em regra, de 20 a 30 anos), é exclusiva do concessionário, em troca de uma compensação de natureza financeira”.

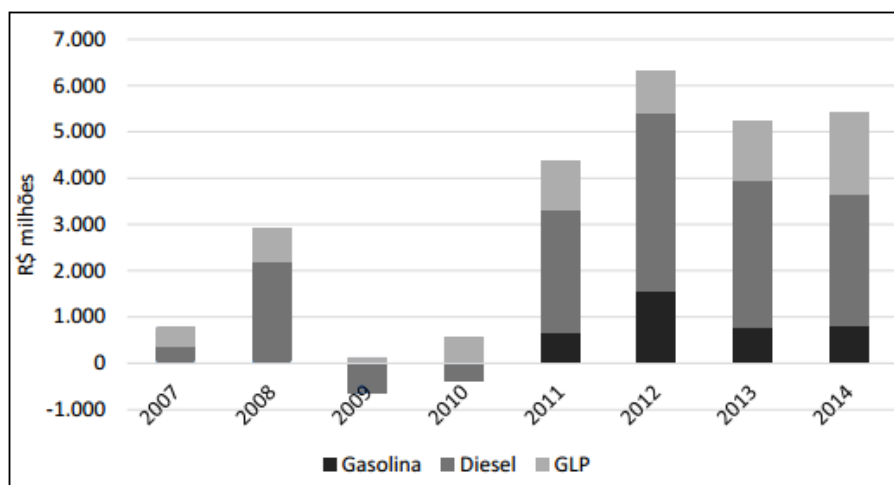
III.5.2. O Congelamento de Preços

Com o índice de inflação muito perto de estourar o teto da meta de 6,5% imposta pelo Banco Central do Brasil, o governo brasileiro instituiu isenção da CIDE¹⁵ sobre gasolina e diesel em junho de 2012. O objetivo era evitar que reajustes nos preços chegassem ao consumidor final, mas para a Petrobras o congelamento acabou causando sucessivos prejuízos na área de abastecimento. Ainda, como o total da produção brasileira não é suficiente para suprir toda a demanda interna, a empresa foi obrigada a importar a preços mais altos do que os praticados internamente.

Para estimar as perdas incorridas pela empresa devido à política de congelamento de preços, Corrêa de Oliveira (2015) ressalta que o impacto financeiro deve ser verificado a partir de duas perspectivas: a primeira delas se refere às perdas pela importação de combustível a preços superiores ao preço de realização e a segunda diz respeito às perdas com receitas que a empresa deixou de ganhar por não vender os derivados aos preços internacionais. Os resultados foram apresentados graficamente e incluíram a perda relativa ao custo de oportunidade, considerando uma taxa de retorno de 10% ao ano.

¹⁵ De acordo com o site do Ministério dos Transportes, “CIDE é a sigla para Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico, tributo cuja competência de arrecadação é da União e que pode ser instituído em diversas áreas. No caso específico de combustíveis, foi instituída pela Lei 10.336, de 19 de dezembro de 2001, a CIDE cujos recursos serão destinados, dentre outras áreas, para o financiamento de programas de infra-estrutura de transportes.”

Gráfico 10 – Perdas com importação de gasolina, diesel e GLP, 2007 – 2014



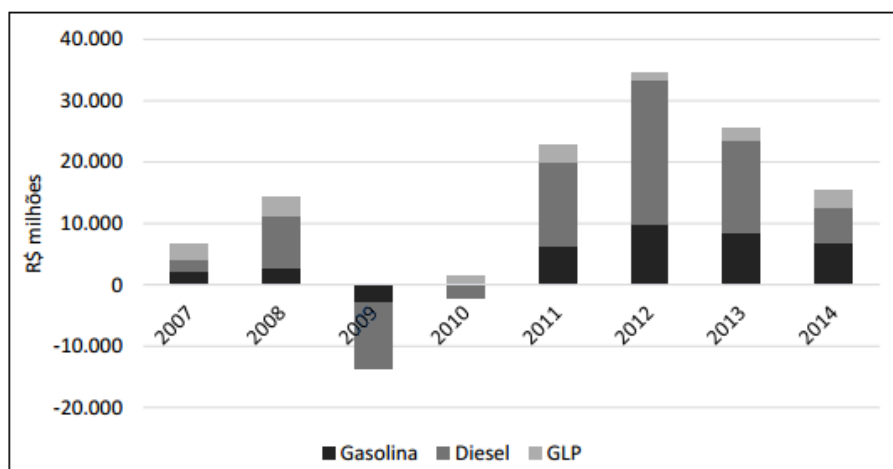
Fonte: Corrêa de Oliveira (2015)

Tabela 15 – Perdas com combustível importado, 2007 – 2014 (R\$ milhões)

	Gasolina	Diesel	GLP	Total
Somatório	3.829	14.090	6.717	24.636
Valor Presente	5.330	21.127	10.049	36.505

Fonte: Corrêa de Oliveira (2015)

Gráfico 11 – Perdas nas vendas de diesel, gasolina e GLP, 2007 – 2014



Fonte: Corrêa de Oliveira (2015)

Tabela 16 – Perdas nas receitas de vendas de combustíveis, 2007 – 2014 (R\$ milhões)

	Gasolina	Diesel	GLP	Total
Somatório	33.557	55.327	15.696	104.580
Valor Presente	49.454	84.957	26.407	160.818

Fonte: Corrêa de Oliveira (2015)

Quanto às perdas com as importações, a soma total de acordo com os dados mostrados acima teria atingido 24,6 bilhões de reais entre 2007 e 2014, e levando-se em consideração uma taxa de 10% ao ano, que seria a taxa de retorno de um investimento alternativo da Petrobras, essas perdas chegariam a 36,5 bilhões de reais. Considerando o valor que a Petrobras deixou de ganhar por vender os três derivados a preços diferentes dos internacionais, o valor total foi 104,6 bilhões de reais entre 2007 e 2014 e 160,8 bilhões de reais considerando o custo de oportunidade.

III.6. Conclusão

O último capítulo desse trabalho foi dedicado a estudar o endividamento da Petrobras. Para isso, foi feita uma análise da evolução da estrutura de capital da empresa e do seu endividamento financeiro, foram estudados os principais impactos do crescimento do endividamento e foram identificados os principais fatores que impulsionaram o aumento da dívida.

Quanto à evolução da estrutura de capital da empresa, em um universo de quatro anos (entre 2011 e 2014), a Petrobras deixou de ter seu capital majoritariamente financiado por capital próprio e passou a ter como principal fonte de financiamento o capital de terceiros. Dentre os principais motivos para essas mudanças está o aumento significativo do endividamento financeiro no período estudado, que saltou de 155 bilhões para 351 bilhões de reais.

Fica ainda mais clara a preocupante situação da empresa quando são avaliados alguns dos principais indicadores de endividamento - dívida financeira sobre total de ativos e dívida financeira sobre LAJI. Os dois indicadores apresentaram pioras significativas, o que não seria sustentável no longo prazo caso não fosse tomada alguma ação para reverter essa tendência. Como outra forma de evidenciar o alto endividamento da empresa, esse capítulo levantou dados para fazer um comparativo com outras empresas da indústria do petróleo. Vê-se que além de estar bem à frente da segunda empresa com o maior valor absoluto de dívida financeira de longo prazo, a Petrobras alcançou um endividamento 6,4 maior do que a média entre as empresas.

Também foram estudados alguns dos principais impactos do alto nível de endividamento, como o aumento do custo de financiamento e a oscilação do preço das ações. No que diz respeito ao custo de financiamento, viu-se que o endividamento é um forte indicador para a classificação do risco de crédito, que aumenta à medida que o endividamento atinge níveis muito elevados. Quanto maior o risco de crédito associado à empresa, maiores tendem a ser os juros cobrados tanto por instituições financeiras quando por captações através de debêntures. Em relação ao preço das ações, que caíram 47% durante o ano de 2014, viu-se que os altos níveis de endividamento da Petrobras foram provavelmente o principal motivo do abalo na confiança do mercado.

Por fim, foram levantados os principais motivos que levaram ao crescimento acelerado da dívida financeira da Petrobras. A exploração do pré-sal, apesar da alta lucratividade e aumento da produção, apresenta alto grau de complexidade da operação e por isso exige grandes investimentos de capital. Já o congelamento de preços iniciado em 2012 com a isenção de determinados impostos sobre gasolina e diesel, também causou sucessivos prejuízos na área de abastecimento, obrigando a Petrobras a importar a preços mais altos do que os praticados internamente e trazendo perdas devido às receitas que poderiam ser auferidas pela empresa caso estivesse praticando os preços internacionais.

CONCLUSÃO

O objetivo central desse trabalho foi desenvolver um estudo de caso da Petrobras, focando no perfil de endividamento da empresa e nos fatores que influenciam a escolha da sua estrutura de capital. Enquanto o primeiro capítulo apresentou a teoria estática da estrutura de capital, uma importante teoria de financiamento que demonstra que a decisão ótima é um ponto entre uma estrutura 100% composta de capital próprio e de terceiros, o segundo capítulo abordou algumas especificidades e riscos do setor petrolífero. Por fim, o último capítulo trouxe alguns indicadores e comparativos que evidenciam os altos níveis de alavancagem da empresa.

A Petrobras tem algumas opções para melhorar o seu perfil de endividamento, mas qualquer ação da empresa terá suas contrapartidas. Um dos focos da empresa é diminuir seu investimento em bens de capital para os próximos anos, e para isso a empresa já fez diversas revisões do seu plano de investimentos com reduções significativas nos gastos esperados. A petrolífera também pretende vender bens e outros ativos para levantar caixa - é o chamado desinvestimento.

A contrapartida dessas ações é evidente: a diminuição dos investimentos e o desinvestimento claramente irão limitar o crescimento da empresa nos próximos anos. O menor crescimento da produção pode ainda exigir um aumento das importações, aumentando a dependência do mercado externo para suprir a demanda interna. E isso acontece em um período turbulento para a indústria do petróleo e em um contexto de forte desaceleração da economia brasileira.

Em meio a um cenário tão desfavorável, dificilmente a empresa irá recuperar seu sólido crescimento em um futuro próximo. Nos anos que virão, a Petrobras vai precisar voltar alguns passos na sua história para retomar a sua trajetória de sucesso, deixando como lição que até a maior empresa do país é vulnerável a uma gestão ineficiente da estrutura de capital.

BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, E. L. F. Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas: Apostila Didática. Rio de Janeiro, RJ. Instituto de Economia – UFRJ, 2004.

ALMEIDA, N. C.; MACK, K. *Latin American Oil and Gas Companies Face Risk from Push for Debt-Financed Growth*. Disponível em: </www.moodys.com>, 2014.

ANP. Disponível em: </www.anp.gov.br>.

ASSAF NETO, A. Finanças Corporativas e Valor. São Paulo: Atlas, 2003.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Disponível em: </www.bcb.gov.br>.

BEDREGAL, R. P.; DIAS, F. A. Método de avaliação técnico-econômico para valoração de áreas exploratórias. Em: SUSLICK, S. B. (Org.). Regulação em petróleo e gás natural. Campinas: Impresso do Brasil, 2001. cap. 4, p. 154-188.

BLOOMBERG. Informação coletadas no terminal da Bloomberg.

CATERMOL, F. Agências de Crédito à Exportação: O Papel de Instituições Oficiais no Apoio à Inserção Internacional de Empresas. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, 2008. v. 15, n. 30, p. 5-38.

CORRÊA DE OLIVEIRA, P. V. S. Impacto da política de preços da gasolina, diesel e glp na indústria de petróleo: opções de política. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

DAMODARAN, A. Finanças corporativas aplicadas: manual do usuário. Porto Alegre: Bookman, 2002.

DAMODARAN, A. Finanças corporativas: teoria e prática. São Paulo: Bookman, 2004.

FORTUNE. Raking das 500 maiores empresas do mundo em 2014. Disponível em: <<http://fortune.com/global500/>>

LERCHE, I.; MACKAY, J. A. *Economic Risk in Hydrocarbon Exploration*. San Diego, CA. Academic Press, 1999.

MYERS, S. C. *Capital Structure*. *Journal of Economic Perspectives*, 2001.

OFTDAL, B.G.; SORHUS, J. *Capital Structure in capital intensive industries. An empirical study of determinants of capital structure with emphasis on the offshore industry*, 2011.

PETROBRAS. Resultados financeiros Petrobras 4T11, 4T12, 4T13, 4T14, 2T15. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros#topo>>.

PINTO JR, H. Q.; ALMEIDA, E. L. F. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. 1ª ed. Rio de Janeiro. Campus, 2007.

PORTER, M. E. *Estratégia Competitiva: Técnicas para a análise de indústrias e da concorrência*. Rio de Janeiro: Campus, 1997.

ROSE, P.R. *Chance of sucess and its use in petroleum exploration*. Em: Steinmetz, R. ed. *The Business of Petroleum Exploration. AAPG Treatise of Petroleum Geology*, 1993. p. 93-120.

ROSS, S. A; WESTEFIELD, R. W.; JORDAN, B. D. *Princípios da Administração Financeira*. 2ª ed. São Paulo. Atlas, 2011.

SARKIS, N. *Cronologia da OPEP*. Tradução: Leonardo Abreu. Le Monde Diplomatique Brasil, 2006.

SUSLICK, S. B. *Conhecer as incertezas: o desafio da indústria do petróleo*. Disponível em: <www.comciencia.br>, atualizado em 2002.

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro. Interciência, 2001.

YATES, R. A. B.; NETO, B.R. *Modern Information Retrieval*. Boston, MA. Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1999.