



PETROBRAS: NOTÍCIAS SOBRE UMA CRISE NADA PARTICULAR.
A PETROBRAS E O PRÉ-SAL BRASILEIRO NO CONTEXTO DE CRISE
MUNDIAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE FINANCEIRIZAÇÃO DA
ECONOMIA

Marcos de Faria Asevedo

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientadores: Francisco José de Castro Moura
Duarte
Fabio Luiz Zamberlan

Rio de Janeiro
Setembro de 2017

PETROBRAS: NOTÍCIAS SOBRE UMA CRISE NADA PARTICULAR.
A PETROBRAS E O PRÉ-SAL BRASILEIRO NO CONTEXTO DE CRISE
MUNDIAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE FINANCEIRIZAÇÃO DA
ECONOMIA

Marcos de Faria Asevedo

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, Ph.D.

Prof. Fabio Luiz Zamberlan, Ph.D.

Prof. Marildo Menegat, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2017

Asevedo, Marcos de Faria

Petrobras: Notícias sobre uma Crise Nada Particular. A Petrobras e o Pré-Sal Brasileiro no Contexto de Crise Mundial da Indústria de Petróleo e de Financeirização da Economia/ Marcos de Faria Asevedo. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVII, 229 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Francisco José de Castro Moura Duarte
Fabio Luiz Zamberlan

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Produção, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 216-229.

1. Petrobras. 2. Indústria Mundial de Petróleo. 3. Financeirização da Economia. I. Duarte, Francisco José de Castro Moura *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Título.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PETROBRAS: NOTÍCIAS SOBRE UMA CRISE NADA PARTICULAR.
A PETROBRAS E O PRÉ-SAL BRASILEIRO NO CONTEXTO DE CRISE
MUNDIAL DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E DE FINANCEIRIZAÇÃO DA
ECONOMIA

Marcos de Faria Asevedo

Setembro/2017

Orientadores: Francisco José de Castro Moura Duarte

Fabio Luiz Zamberlan

Programa: Engenharia de Produção

Este trabalho tem como objetivo estabelecer um marco referencial para uma avaliação crítica sobre a natureza e a extensão da recente crise que atingiu a Petrobras, tendo por base uma análise que abrange a trajetória da empresa e os seus indicadores de desempenho operacional e financeiro e considera sua inserção no contexto da crise mundial da indústria do petróleo, que se tornou mais evidente a partir da queda dos preços iniciada em julho de 2014. O impacto do processo de endividamento crescente sobre as empresas de petróleo e, em particular, sobre a Petrobras, suscitou a necessidade de discutir a influência que é exercida pelo capital financeiro nesse processo. Considerando o reconhecimento mundial alcançado pela Petrobras, em função do domínio tecnológico das atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, o seu papel nas relevantes descobertas do pré-sal e a sua importância para a indústria de petróleo do País, são analisados os prejuízos provocados pela “política de desinvestimento e parceria”. Por meio da venda de ativos, essa política reduz o porte e o escopo de atividades da empresa e promove sua retirada parcial ou total de segmentos estratégicos da cadeia produtiva dessa indústria, o que ameaça a sua condição de empresa integrada de petróleo e leva à sua consequente fragilização no cenário global da indústria e diante das imposições do capital financeiro.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PETROBRAS: NEWS ABOUT A PARTICULAR CRISIS.
PETROBRAS AND THE BRAZILIAN PRE-SALT IN THE CONTEXT OF WORLD
CRISIS OF THE OIL INDUSTRY AND FINANCIALIZATION OF THE ECONOMY

Marcos de Faria Asevedo

September/2017

Advisors: Francisco José de Castro Moura Duarte

Fabio Luiz Zamberlan

Department: Production Engineering

This paper aims to establish a referential framework for a critical assessment of the nature and extent of the recent crisis that hit Petrobras, based on an analysis that covers the company's trajectory and its operational and financial performance indicators and considers its insertion in the context of the world crisis of the oil industry, which became more evident from the fall in prices started in July 2014. The growing debt process' impact on oil companies and in particular on Petrobras, raised the need to discuss the influence exerted by financial capital in this process. Considering Petrobras' worldwide recognition due to the technological dominance of exploration and production activities in deep and ultra-deep waters, its role in the relevant pre-salt discoveries and its importance for the country's oil industry, the losses caused by the "divestment and partnership policy" are analyzed. Through the sale of assets, this policy reduces the size and scope of the company's activities and promotes its partial or total withdrawal of strategic segments of the industry's productive chain, which threatens its condition of integrated oil company and leads to its consequent weakening in the global scenario of industry and against the financial capital's impositions.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1 A CRISE DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO NO CONTEXTO DO NOVO CHOQUE DE PREÇOS, DO ENDIVIDAMENTO DAS EMPRESAS E DO PROCESSO DE FINANCEIRIZAÇÃO	4
1.1 A dinâmica do mercado de petróleo no período de preços elevados.....	4
1.2 As possíveis causas da queda dos preços a partir de julho de 2014 e o novo cenário da indústria mundial do petróleo.....	10
1.3 O aumento do endividamento das empresas de petróleo no período 2006-2014 .	17
1.4 A nova realidade do mercado de petróleo no ambiente de preços reduzidos	25
2 O PAPEL DA PETROBRAS NA IMPLANTAÇÃO E CONSOLIDAÇÃO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO PAÍS.....	47
2.1 A fase pioneira de implantação da indústria de petróleo: da campanha “O Petróleo é Nosso!” e criação da Petrobras até o início da exploração offshore	47
2.2 A consolidação da indústria de petróleo no país: das primeiras descobertas na Bacia de Campos até a liderança da Petrobras na exploração em águas profundas e ultraprofundas	50
2.3 O impacto dos ventos liberalizantes sobre o setor de petróleo e sobre a Petrobras	56
2.4 A Petrobras reafirma sua hegemonia: a conquista da auto-suficiência e as descobertas do Pré-Sal	62
2.5 O novo cenário criado a partir das descobertas do pré-sal: as mudanças introduzidas no marco regulatório e a capitalização da Petrobras.....	71
2.5.1 O regime de partilha da produção	75
2.5.2 A capitalização da Petrobras e o contrato de cessão onerosa.....	82
2.5.3 As motivações e as limitações da mudança do marco regulatório para o pré-sal e áreas estratégicas.....	87
3 UMA ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO DA PETROBRAS NOS ANOS RECENTES	93

3.1 Análise sobre o desempenho operacional e o potencial das descobertas do pré-sal	93
3.1.1 Exploração & Produção: dados sobre reservas	93
3.1.2 Exploração & Produção: dados sobre produção	102
3.1.3 A evolução do investimento total e por área de negócios	107
3.1.4 O incremento na capacidade nominal de produção nos anos recentes.....	113
3.1.5 O cenário para 2017-2021	119
3.1.6 O potencial de reservas e de produção do pré-sal	123
3.1.7 O preço de equilíbrio na produção de petróleo em águas profundas e ultra- profundas e nas condições específicas do pré-sal	127
3.2 Análise sobre o desempenho financeiro e a capacidade de financiamento	135
3.2.1 Endividamento de curto e longo prazo / Endividamento líquido e total.....	135
3.2.2 O impacto da taxa de câmbio sobre o endividamento.....	138
3.2.3 Os indicadores de alavancagem financeira	143
3.2.4 Perda de receita relacionada aos atrasos no cronograma de implantação dos projetos.....	146
3.2.5 Classificação de risco	154
4 A CRISE DA PETROBRAS COMO PRODUTO DA FINANCEIRIZAÇÃO.....	160
4.1 A lógica especulativa das agências de análise de risco	160
4.2 Uma crise anunciada e seus remédios amargos	162
4.2.1 O papel do governo federal na crise da Petrobras.....	167
4.2.2 Gestão Graça Foster	170
4.2.3 Gestão Aldemir Bendine	174
4.2.4 Gestão Pedro Parente	181
4.2.5 O impacto da “política de ajuste” nos resultados financeiros líquidos da Petrobras no período 2014-2016	188
CONSIDERAÇÕES FINAIS	197
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	216

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Histórico das reservas provadas e estimativa das reservas do pré-sal	72
Figura 2 - Polígono pré-sal	76
Figura 3 - Localização das Áreas do Contrato de Cessão Onerosa	84
Figura 4 - Classificação de recursos	94
Figura 5 - Unidades de Produção implantadas por Bacia - 2005-2009	114
Figura 6 - Unidades de Produção implantadas por Bacia - 2010-2016	115
Figura 7 - Unidades de Produção programadas por Bacia - 2017-2021	122
Figura 8 - Excedentes da Cessão Onerosa	125
Figura 9 - Classificações das agências de risco	155
Figura 10 - Histórico da classificação de risco do Brasil	158

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Produção Mundial de Petróleo – 2000-2014 – MMbbl/d	7
Gráfico 2 - Produção de Petróleo – Países Selecionados - 2000-2014 - MMbbl/d	7
Gráfico 3 - Consumo Mundial de Petróleo – 2000-2014 – MMbbl/d	9
Gráfico 4 - Consumo de Petróleo – Países Selecionados - 2000-2014 – MMbbl/d	9
Gráfico 5 - Preço Mundial do Petróleo – 2008-2014 – US\$/bbl	11
Gráfico 6 - Episódios de Queda do Preço Mundial do Petróleo	11
Gráfico 7 - Episódios de Queda do Preço Mundial do Petróleo – US\$/bbl	12
Gráfico 8 - Endividamento (US\$ bilhões) e Razão entre dívida líquida e LAJIDA de empresas de petróleo dos EUA	21
Gráfico 9 - Evolução dos preços médios mensais no mercado spot do petróleo do tipo Brent jan -2014 /jul-2017 (US\$/bbl)	26
Gráfico 10 - Produção e demanda média trimestral de petróleo bruto e balanço trimestral 2T2013/2T2017 - MMbbl /d	28
Gráfico 11 - Estoque Total mensal de petróleo bruto da OCDE e variação Est. Total s/ jan-2014 jan-14/jun-17 - MMbbl	28
Gráfico 12 - Comparação entre a produtividade e a taxa de declínio entre um poço de produção convencional e um poço de produção de tight oil – Mboe/d	30
Gráfico 13 - Número de sondas de perfuração em operação nos EUA - jan-2014 / ago-2017	32
Gráfico 14 - Evolução dos preços de equilíbrio de poços para as principais áreas de shale – 2013 e 2016 (US\$/bbl)	33
Gráfico 15 - Produção média mensal de petróleo nos EUA - Tight Oil e convencional jan-2011/jun-2017 – MMbbl/d	34
Gráfico 16 - Produção média anual mundial de petróleo convencional – 2013-2017* (até 2º trim.) MMbbl/d	35
Gráfico 17 - Produção média mensal de tight oil (Mbbl/d), Número de sondas mensal e Preço médio mensal do Brent (US\$/bbl)	39
Gráfico 18a - Produção média mensal de petróleo países OPEP em out-2016 e mai-2017 (MMbbl/d)	41
Gráfico 18b - Variação prod. mai-17 s/ out-16 e comparação c/ corte produção (Mbbl/d)	41

Gráfico 19 - Investimento mundial no upstream de petróleo e gás natural	43
Gráfico 20 - Cortes de investimento no upstream de petróleo e gás em 2016 em comparação com 2014, por empresas de capital aberto selecionadas	45
Gráfico 21 - Reserva Provada de Petróleo e Gás Natural - Petrobras (Critério ANP/SPE)	98
Gráfico 22 - Produção de Petróleo e Gás Natural - Petrobras – 2000-2016 (Mbbbl/d)	102
Gráfico 23 - Investimentos reais – Petrobras – 2000-2016 (em US\$ bilhões)	107
Gráfico 24 - Investimento Real por Área de Negócios – Petrobras – 2000-2016 (US\$ bilhões)	109
Gráfico 25 - Investimentos previstos - PNG 2006-2010 ao PNG 2017-2021 -- Petrobras (US\$ bilhões)	110
Gráfico 26 - Comparação entre Investimento previsto e realizado por quinquênio – Petrobras (US\$ bilhões)	111
Gráfico 27 - Produção de Petróleo Anual – Brasil – Por Localização (mar e terra) e Tipo de UEP (nova e antiga) (MMbbbl) – 2009-2016	117
Gráfico 28 - Produção de Petróleo UEP's novas e UEP's antigas e variação anual - 2009-2016 (MMbbbl)	119
Gráfico 29 - Evolução da produção de petróleo e gás natural – Brasil janeiro 2010 / setembro 2017 (Mboe/d)	126
Gráfico 30 - Evolução da produção de petróleo e gás natural (acumulado) – Brasil janeiro 2010 / setembro 2017 (Mboe/d)	127
Gráfico 31 - Curva global de oferta de produção de petróleo	129
Gráfico 32 - Produção cumulativa de petróleo projetada para 2025 (MMbbbl/d) segundo o preço de equilíbrio (US\$/bbl)	130
Gráfico 33 - Preço de viabilidade de projetos de E&P	131
Gráfico 34 - Preço de equilíbrio médio para campos localizados no polígono do pré-sal e com reservatórios na camada geológica pré-sal - Bacia de Santos	133
Gráfico 35 - Perfil do Endividamento: Curto e Longo Prazo – Petrobras (US\$ Bilhões)	137
Gráfico 36 - Perfil do Endividamento: Total e Líquido – Petrobras (US\$ Bilhões)	138
Gráfico 37 – Endividamento denominado por moeda – Petrobras (%)	139

Gráfico 38 - Cotação média em dezembro do Dólar em relação ao Real / Variação %	140
Gráfico 39 - Perfil do Endividamento: Total e Líquido – Petrobras (R\$ Bilhões)	141
Gráfico 40 - Dívida Total em US\$ Bilhões e R\$ Bilhões - Petrobras	142
Gráfico 41 - Dívida Líquida em US\$ Bilhões e R\$ Bilhões - Petrobras	142
Gráfico 42 - Alavancagem Líquida: Dívida Líquida e Capitalização Líquida (R\$ Bilhão); Dív. Líq./Capit. Líq. (%)	145
Gráfico 43 - Alavancagem Financeira: Dívida Líquida e EBITDA ajustado (R\$ Bilhão); Dív. Líq./EBITDA ajust.	145
Gráfico 44 - Meta de produção de petróleo (PNG) x Produção realizada (MMbbl/d)	148
Gráfico 45 - Capacidade nominal de produção – Metas dos PNG’s 2010-2014 a 2015-2019; Realizado em 2010-2016; Metas do PNG 2017-2021 (Mbbbl/d)	150
Gráfico 46 - Perdas atribuídas a pagamentos adicionais capitalizados indevidamente (R\$ bilhões)	176
Gráfico 47 - Perda no valor de recuperação de ativos – Impairment – 2014 (R\$ bilhões)	176
Gráfico 48 - Simulação do Resultado Líquido Consolidado 2015	177
Gráfico 49 - Perda no valor de recuperação de ativos – <i>Impairment</i> – 2015 (R\$ bilhões)	179
Gráfico 50 - PNG 2017-2021: Usos e Fontes (US\$ bilhões).	183
Gráfico 51 - Perda no valor de recuperação de ativos – <i>Impairment</i> – 2016 (R\$ bilhões)	187
Gráfico 52 - Arrecadação com “Parcerias e Desinvestimentos” em 2015-2016 (R\$ bilhões)	188
Gráfico 53 - Meta de Produção (MMbbl/d)	189
Gráfico 54 - Meta de Investimento (R\$ bilhão)	189
Gráfico 55 - Perda no valor de recuperação de ativos – Impairment – 2014 a 2016 (R\$ bilhões)	191
Gráfico 56 - Resultado Líquido 2013-2016 (R\$ bilhões)	192
Gráfico 57 - Despesas Operacionais 2013-2016 (R\$ Bilhão)	194
Gráfico 58 - Resultado Financeiro 2013-2016 (R\$ Bilhão)	195

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Definições sobre os tipos de reservas	94
Quadro 2: Principais áreas contratadas no polígono do pré-sal (bilhões boe)	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Contrato de Cessão Onerosa: Volume recuperável, valor do barril e valor inicial do contrato por área	85
Tabela 2 - Capitalização – Resultado da Oferta Pública de Ações (set-out/2010) – R\$ milhão	86
Tabela 3-A - Reservas Totais e Reservas Provadas de petróleo, por localização (terra e mar)	95
Tabela 3-B: Reservas Totais e Reservas Provadas de gás natural, por localização (terra e mar) - MMm3	95
Tabela 4-A - Reservas totais e reservas provadas de gás natural – comparação 2006 e 2015	96
Tabela 4-B: Reservas Totais e Reservas Provadas de gás natural – comparação 2006 e 2015 (por bacia marítima)	97
Tabela 4-C: Reservas Provadas de petróleo e gás natural – Participação relativa da Petrobras	98
Tabela 4-D: Reserva Provada Petrobras - Petróleo e Gás Natural - Critério ANP/SPE	98
Tabela 5 - Reservas provadas de petróleo e gás natural - Petrobras (critério SEC)	99
Tabela 6 - Alterações nas reservas provadas de petróleo e gás natural – Petrobras (Critério SEC)	100
Tabela 7 - Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Petróleo e Gás Natural – Petrobras (Critério SEC)	102
Tabela 8 - Produção de Petróleo e Gás Natural – Petrobras – 2000-2016 (Mboe/d)	102
Tabela 9 - Investimentos reais – Petrobras – 2000-2016 (em US\$ bilhões)	107
Tabela 10 - Investimento Real por Área de Negócios – Petrobras – 2000-2016 (US\$ bilhões)	108
Tabela 11 - Investimentos previstos - PNG 2006-2010 ao PNG 2017-2021 - Petrobras (US\$ bilhões)	110
Tabela 12 - Comparação entre Investimento previsto e realizado por quinquênio – Petrobras (US\$ bilhões)	111
Tabela 13 - Unidades de Produção implantadas por Bacia e por Campo - 2005-2016	113

Tabela 14 - Produção de Petróleo Anual – Brasil – Por Localização (mar e terra) e Tipo de UEP (nova e antiga) (MMbbl) – 2009-2016	116
Tabela 15 - Produção de Petróleo Anual - UEP's novas e UEP's antigas e variação anual (MMbbl) - 2009-2016.	118
Tabela 16 - Unidades de Produção programadas por Bacia e por Campo - 2017-2021	119
Tabela 17-a - Evolução da produção de petróleo e gás natural – Brasil janeiro 2010 / setembro 2013 (Mboe/d)	126
Tabela 17-b - Evolução da produção de petróleo e gás natural – Brasil janeiro 2014 / setembro 2013 (Mboe/d)	126
Tabela 18 - Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente pré-sal de 5 bilhões de barris – Dados de 2014	131
Tabela 19 - Preço de equilíbrio médio para campos localizados no polígono do pré-sal e com reservatórios na camada geológica pré-sal - Bacia de Santos	132
Tabela 20 - Perfil do Endividamento: Curto e Longo Prazo – Petrobras (US\$ Bilhões)	136
Tabela 21 - Perfil do Endividamento: Total e Líquido – Petrobras	137
Tabela 22 - Endividamento denominado por moeda – Petrobras (%)	139
Tabela 23 - Cotação média em dezembro do Dólar em relação ao Real / Variação %	140
Tabela 24 - Perfil do Endividamento: Líquido e Total (em R\$ Bilhões)	141
Tabela 25 - Alavancagem Líquida: Dívida Líquida e Capitalização Líquida (R\$ Bilhão); Dív. Líq./Capit. Líquida (%)	144
Tabela 26 - Alavancagem Financeira: Dívida Líquida e EBITDA ajustado (R\$ Bilhão); Dív. Líq./EBITDA ajustado	145
Tabela 27 - Metas de Produção de Petróleo (PNG) x Produção Realizada - Petrobras (MMbbl/d)	148
Tabela 28 - Capacidade nominal de produção – Metas dos PNG's 2010-2014 a 2015-2019; Realizado em 2010-2016; Metas do PNG 2017-2021 (Mbbbl/d).	150
Tabela 29 - Classificação de risco – Petrobras - Fonte: Petrobras (2017k)	159
Tabela 30 - Resultado Líquido Consolidado 2013-2016 (R\$ Bilhão)	192
Tabela 31 - Despesas Operacionais 2013-2016 (R\$ Bilhão)	193
Tabela 32 - Resultado Financeiro 2013-2016 (R\$ Bilhão)	195

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AEPET	Associação dos Engenheiros da Petrobrás
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BIS	Bank for International Settlements.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNDESPar	BNDES Participações S.A.
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
E&P	Exploração e Produção
EIA	Energy Information Administration
EMEs	Emerging Market Economies
EUA	Estados Unidos da América
FID	Final Investment Decision
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FPU	Floating Production Unit
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
IEA	International Energy Agency
IOCs	International Oil Companies
LFT	Letras Financeiras do Tesouro
NOCs	National Oil Companies
NTS	Nova Transportadora do Sudeste
O&G	Óleo e Gás
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCH's	Pequenas Centrais Hidroelétricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento

PIDV	Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário
PNG	Plano de Negócios e Gestão
PPSA	Pré-Sal Petróleo SA
PRMS	Petroleum Resources Management System
PROCAP	Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas
RNEST	Refinaria Abreu e Lima
RP	Reservas Provadas
RT	Reservas Totais
RTR	Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural
SEC	Securities and Exchange Comissions
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil
SPA	Sistema de Produção Antecipada
SPE	Society of Petroleum Engineers
TLD	Teste de Longa Duração
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UTE	Usinas Termo-Elétricas
WTI	West Texas Intermediate

LISTA DE UNIDADES

m ³	Metros cúbicos
bb1	Barris
boe	Barris de óleo equivalente
M	Milhares
MM	Milhões
d	Dia

INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta uma análise sobre a trajetória recente da Petrobras, procurando estabelecer parâmetros que possam contribuir para nortear uma avaliação crítica sobre a natureza e a extensão da crise que atingiu a empresa e sobre as estratégias que, a partir de um determinado diagnóstico da crise, foram delineadas para o futuro da empresa nos diferentes segmentos econômicos nos quais ela atua.

Partiu-se de uma compreensão de que essa crise constituiu-se a partir de múltiplos fatores, entre os quais se incluem o processo de crescente endividamento da empresa, o acirramento da crise política e econômica do País, que se instalou já durante as eleições presidenciais de 2014, e a própria crise mundial da indústria do petróleo, que se tornou mais evidente a partir da queda dos preços mundiais do petróleo, iniciada em julho de 2014. Diante disso, a versão amplamente disseminada, de que a crise da empresa fora desencadeada e tivera como sua única ou principal causa a existência de esquemas de corrupção envolvendo alguns funcionários da empresa, revelava-se uma formulação muito simplificadora, que acabava por obscurecer a compreensão tanto sobre a crise, em si, como sobre os interesses que orientam as “políticas de ajuste” aplicadas em resposta à crise.

Aliás, a inconsistência de tal diagnóstico ficava demonstrada pelo próprio fato de a Petrobras contar com indicadores extremamente positivos, em termos de volumes de reservas e de produção, potencializados ainda mais com as descobertas ocorridas em anos recentes na camada do pré-sal, além de contar, também, com um reconhecimento mundial pelo relevante papel desempenhado nessa indústria em função do domínio tecnológico e da liderança exercida pela empresa nas atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas.

No seu desenvolvimento, o trabalho apresenta um retrospecto histórico da indústria do petróleo no País até a criação da Petrobras e posterior consolidação dessa empresa; os indicadores operacionais e financeiros da Petrobras nos anos recentes, seguido de um cotejo desses indicadores com as avaliações sobre a empresa divulgadas pelas agências de *rating*; uma avaliação sobre as “políticas de ajuste” implementadas pela alta direção da Petrobras, as quais reduzem o porte e o escopo de atividades, ao mesmo tempo em que promovem a retirada parcial ou total da empresa de segmentos estratégicos da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, enfraquecendo o seu perfil de empresa integrada e, conseqüentemente, enfraquecendo a sua posição no

cenário global dessa indústria e deixando a empresa fragilizada diante das imposições do capital financeiro.

Como pano de fundo, o trabalho fornece um quadro da indústria mundial do petróleo, destacando o impacto do crescente nível de endividamento, a influência também crescente do capital financeiro na definição do ritmo de atividade dessa indústria e os contornos de uma crise que afeta as empresas de petróleo de uma forma generalizada..

Metodologia

O trabalho foi realizado com base no levantamento, sistematização e análise de dados de fontes secundárias, principalmente relatórios de atividades e de resultados e outros documentos elaborados pela própria Petrobras, relativos ao desempenho operacional e financeiro da empresa, com ênfase no período 2006-2016, além de se referenciar em publicações especializadas do setor de petróleo e gás natural (ANP, EIA, IEA).

Estrutura

O Capítulo I apresenta uma visão geral sobre a crise da indústria mundial do petróleo, abrangendo o período imediatamente anterior à queda dos preços, que teve início em julho de 2014, abordando especificamente o processo de endividamento das empresas de petróleo e as estratégias que foram adotadas por essas empresas no ambiente de preços reduzidos.

O Capítulo II traça um breve retrospecto da indústria de petróleo no País até a criação de Petrobras e discute as principais iniciativas que marcaram a trajetória da empresa até que essa ganhasse uma maior importância como um braço empresarial do Estado para o desenvolvimento dessa indústria no País e viesse a adquirir certa projeção na indústria mundial de petróleo em função da liderança alcançada nas atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, que culminaram com as descobertas da camada pré-sal. São apresentadas as motivações que orientaram as mudanças promovidas no marco regulatório do setor de petróleo em dois momentos principais – 1997 e 2010 – que são acompanhados de uma análise sobre os impactos dessas mudanças sobre a Petrobras e sobre a indústria de petróleo no País, de uma maneira geral.

O Capítulo III apresenta um panorama sobre as atividades operacionais e os principais resultados obtidos pela empresa no período recente, incluindo os indicadores sobre sua situação financeira, como forma de subsidiar a análise sobre a natureza e a origem da crise que se abateu sobre a empresa. Procura-se destacar elementos que permitam efetuar uma avaliação crítica sobre o diagnóstico que tem sido difundido sobre essa crise e da forma como esta vem sendo enfrentada pela alta direção da Petrobras e, em última instância, pelo governo federal em sua condição de sócio controlador da empresa.

O Capítulo IV contextualiza o diagnóstico de crise da Petrobras no âmbito mais geral do processo de financeirização, apresenta uma análise das projeções sobre produção, investimentos etc. contidas nos Planos de Negócios e Gestão que abrangem os últimos dez anos, com a identificação das estratégias adotadas por três diferentes diretorias que comandaram a empresa nesse período, e discute, de forma específica, o significado e o alcance da “política de ajuste” que vem sendo implementada na empresa.

Nas Considerações Finais, é apresentada uma crítica aos fundamentos que orientaram a “política de ajuste” implementada na Petrobras, caracterizada, basicamente, como um programa de privatização da empresa, e as mudanças efetuadas na lei da partilha da produção, que retiraram da Petrobras a condição de operador único e a obrigatoriedade de participação nos consórcios que venham a ser formados sob esse modelo. Essa análise é complementada com considerações sobre a relação existente entre o predomínio do capital financeiro e o processo de endividamento das empresas como principal mecanismo indutor e alimentador de um processo de crise que se tornou permanente.

1 A CRISE DA INDÚSTRIA MUNDIAL DO PETRÓLEO NO CONTEXTO DO NOVO CHOQUE DE PREÇOS, DO ENDIVIDAMENTO DAS EMPRESAS E DO PROCESSO DE FINANCEIRIZAÇÃO

1.1 A dinâmica do mercado de petróleo no período de preços elevados

Competição por maior participação no mercado de O&G e para a viabilização de fontes alternativas

Os preços mundiais do petróleo mantiveram-se elevados por um período relativamente longo no início desse século, o que foi um fator decisivo para viabilizar a exploração e o desenvolvimento de reservas que antes se mostravam antieconômicas. Isso contribuiu para o acirramento da competição intra-setorial, pela qual os países e as empresas buscaram aumentar sua participação na produção destinada a compensar o declínio natural da produção e a atender à expansão da demanda.

Esse acirramento da competição ocorreu em um quadro em que os países hegemônicos e as grandes empresas internacionais (as chamadas “*Big Oils*” ou *International Oil Companies – IOCs*) já não exerciam, há algumas décadas, o controle direto sobre as reservas mais abundantes, de mais fácil acesso e, portanto, com custos de extração mais reduzidos, localizadas, principalmente, nos países do Oriente Médio. É a necessidade de acesso a novas reservas por esse grupo de empresas que explica que as atividades de exploração e produção tenham sido direcionadas para reservas localizadas em regiões que apresentam condições severas (águas ultraprofundas, mar ártico) ou para recursos não convencionais (*tight oil* e *shale gas*, areias betuminosas), que estão sujeitos a impactos ambientais bastante mais graves do que aqueles conhecidos até então e, além disso, apresentam custos de extração mais elevados.

Outro efeito perceptível desse período de preços elevados é o de ter funcionado como estímulo para a realização de investimentos em fontes de energia renováveis, que se apresentam como potenciais substitutas das fontes de energia de origem fóssil, o que amplia a escala do processo de competição, que assume, também, uma dimensão intersetorial.

Essa conjuntura sucedeu o período de relativa estabilidade dessa indústria, registrado no final do século passado, marcado por preços mundiais do petróleo reduzidos e, também, por um baixo nível de investimentos. Esse período acompanhou a

ascensão e declínio da produção offshore no Mar do Norte que, nos anos iniciais, havia diminuído a dependência dos países da OCDE em relação ao petróleo oriundo do Oriente Médio, e o declínio persistente da produção dos EUA, que atingiu seu nível mais baixo em 2008, com uma produção total equivalente a quase a metade do nível mais alto, que fora alcançado em 1970, de 9,6 MMbbl/d, o que tornava o país cada vez mais dependente do suprimento dos grandes fornecedores organizados em torno da OPEP (YERGIN, 2015).

Oferta

A necessidade de encontrar alternativas para as fontes de suprimento, ao que se somava a curva ascendente dos preços do petróleo, aliados à introdução das novas tecnologias de fraturamento hidráulico e de perfuração de poços horizontais viabilizaram, em um primeiro momento, a forte expansão da produção de *shale gas*, o que permitiu que, alguns anos depois, essas tecnologias fossem aplicadas também na produção do *tight oil*¹. A produção de petróleo e gás não convencional, baseada nessas duas tecnologias, acabou por representar uma verdadeira revolução nessa indústria, que alterou profundamente o seu perfil e a sua dinâmica, cujo significado é comparado à “revolução energética” que se seguiu ao embargo do petróleo promovido pela OPEP, nos anos 70 do século passado, que serviu de incentivo ao desenvolvimento de campos de petróleo em outras regiões (Mar do Norte, Alasca, Golfo do México e, pouco depois, em águas profundas na costa do Brasil e da África) (YERGIN, 2013).

Em um curto período de tempo, a produção de *shale gas* registrou um rápido crescimento e passou a representar metade da produção total de gás natural dos EUA, o que transformou esse país no maior produtor mundial, ultrapassando a Rússia, enquanto, a produção total de petróleo, no final de 2014, era 80% superior ao nível registrado em 2008, como resultado do incremento representado pela produção de *tight oil*, equivalente a 4,1 MMbbl/d. Em 2015, a produção total de petróleo dos EUA (convencional e não convencional) situou-se em nível equivalente ao que fora registrado em 1970 (YERGIN, 2015).

¹ Segundo Daniel Yergin (2014), a tecnologia de fraturamento hidráulico foi introduzida no final da década de 1940 e os esforços para aplicar essa tecnologia nas densas rochas de xisto do Texas tiveram início nos primeiros anos da década de 1980. Mas levou ainda duas décadas para que a combinação de fraturamento hidráulico e de poços horizontais conduzisse ao novo boom. Somente a partir de 2008 estas técnicas começaram a produzir maior impacto.

Há alguns estudos que buscam, a partir da experiência americana, demonstrar a viabilidade da produção não convencional em outros países (Rússia, Argentina, China etc.), mas que assumem como principal e quase única referência a existência e as dimensões das respectivas reservas (COSTAS, 2012). No entanto, a ausência de registro sobre iniciativas concretas voltadas para o início desse tipo de produção nos países citados, revela as dificuldades para reproduzir, nesses países, os fatores que levaram à explosão da produção não convencional de petróleo e gás natural nos EUA.

Muito além da disponibilidade de recursos não convencionais ou do domínio das tecnologias que possibilitam a sua exploração e produção comerciais, a produção desses recursos nos EUA é viabilizada pela existência de uma demanda expressiva para o abastecimento do mercado local, pela existência de uma infra-estrutura para escoamento da produção e por uma extensa rede de empresas fornecedoras de bens e serviços, condições estas que, dificilmente, são replicáveis em outros países, muito menos em escala que sequer se aproxime da experiência americana.

Além disso, a produção não-convencional, para ser viabilizada, depende fortemente de um sistema de financiamento somente encontrável nos EUA, o que diminui ainda mais a probabilidade de que esse tipo de produção venha a se viabilizar em outros países. Vale lembrar que, mesmo nos EUA, o grande boom da produção não convencional ocorreu em uma conjuntura de recursos abundantes para financiamento e de taxas de juros próximas ou igual a zero, havendo dúvidas quanto à possibilidade de que essa indústria mantenha o mesmo dinamismo em uma conjuntura um pouco mais adversa, no que se refere ao acesso a recursos financeiros.

Mas, como se verá mais a frente, não há uma resposta definitiva em relação à questão de qual será o comportamento da indústria não convencional americana diante de um cenário de preços mundiais do petróleo mais reduzidos e de maiores dificuldades de acesso às fontes de financiamento, com fortes restrições ao processo de endividamento das empresas, que se mostraria bastante diferente, portanto, das condições existentes durante o “boom” experimentado por essa indústria entre 2011 e 2014.

Mas os preços mundiais elevados beneficiaram, também, os países grandes produtores de petróleo convencional, que viram suas receitas crescerem em função tanto do aumento dos preços como do aumento da produção, mesmo que este último tenha se mostrado mais modesto. No período entre 2000 e 2014, a produção de petróleo dos

países da OPEP passou de 31,1 MMbbl/d para 36,6 MMbbl/d, registrando um acréscimo de 5,4 MMbbl/d ou de 17,5% no volume total produzido (Gráfico 1).

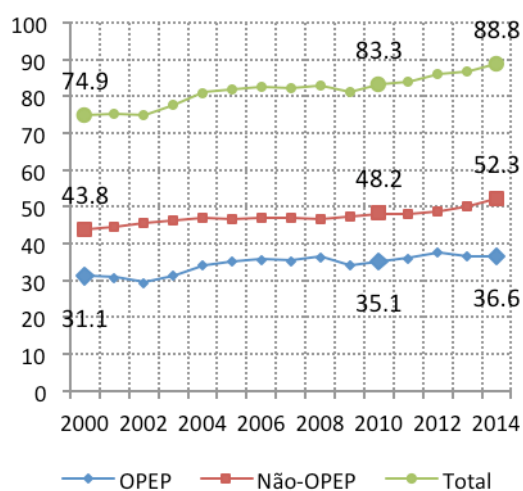


Gráfico 1: Produção Mundial de Petróleo – 2000-2014 – MMbbl/d - Fonte: BP (2017)

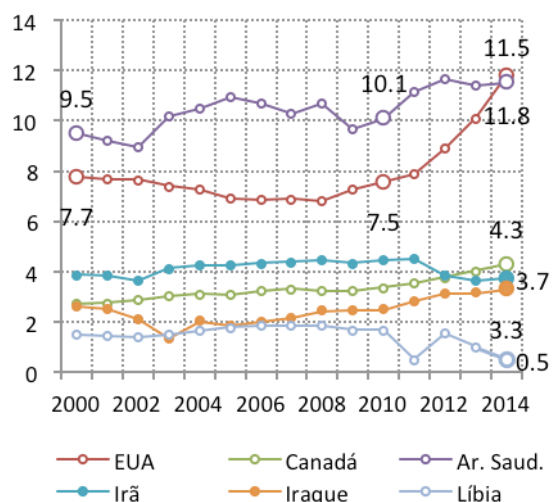


Gráfico 2: Produção de Petróleo – Países Seleccionados - 2000-2014 - MMbbl/d - Fonte: BP (2017)

Entretanto, esses benefícios não se distribuíram uniformemente entre os países integrantes desse grupo: pelo contrário, países que durante esse período sofreram com guerras, com ocupações por tropas encarregadas de defenderem a “paz mundial” ou com conflitos internos, ou, tudo isso ao mesmo tempo – tais como Iraque, Líbia, Nigéria etc. – viram sua produção despencar e apresentar grande instabilidade durante vários anos, o que acabou por beneficiar os demais países que integram esse bloco, os quais aumentaram suas respectivas produções, como é o caso da Arábia Saudita, país que lidera a OPEP, cuja produção entre 2000 e 2014 passou de 9,5 MMbbl/d para 11,5 MMbbl/d. O Irã inclui-se entre os países obrigados a reduzir a sua produção em função, no caso, do embargo econômico a ele imposto sob a liderança e influência dos EUA, segundo a justificativa de que, com essa medida, o país se veria pressionado a interromper o desenvolvimento do seu programa nuclear, que representaria uma ameaça para a paz (!) no Oriente Médio (Gráfico 2).

Abstraindo-se das verdadeiras causas de ordem política, econômica, religiosa e cultural que produziram tais conflitos e guerras, que estavam longe de se circunscrever à região onde esses países estão localizados, e do drama particular enfrentado por países que dependem fortemente da produção e exportação de petróleo, os “especialistas” do mercado festejaram a capacidade da OPEP em manter e ampliar seus níveis de produção e, também, a própria expansão da produção não convencional norte-americana, como

fatores que contribuíram para “estabilizar” o mercado mundial e impedir uma explosão dos preços do petróleo ou, mesmo, um racionamento desse produto que adviria de uma eventual escassez que seria provocada caso a produção não tivesse acompanhado o crescimento da demanda (YERGIN, 2013).

No rol de países que se beneficiaram da conjuntura de preços elevados, cabe uma menção, em especial, à forte expansão da produção de petróleo extraído das areias betuminosas, no Canadá, que representou um incremento adicional de 1 MMbbl/d, volume quase todo exportado para os EUA, o que contribuiu para reduzir ainda mais a dependência dos EUA em relação à importação de petróleo dos países da OPEP (YERGIN, 2015).

De igual modo, a produção de petróleo nos campos offshore de águas profundas e ultra profundas, situada, normalmente, entre aquelas que apresentam custos de extração mais elevados e que exigem um maior volume de investimentos para sua viabilização, apresentou um crescimento expressivo durante o período mencionado. As descobertas do pré-sal, na costa brasileira, encontram-se entre as maiores realizadas de reservatórios convencionais.

No terreno, ainda, da oferta de energia, vale destacar o comportamento das fontes de energias renováveis, que registraram um crescimento contínuo na sua participação na matriz energética mundial, embora, em termos relativos, continuem representando uma parcela relativamente modesta da oferta global de energia.

Esse crescimento das fontes de energia renováveis foi impulsionado pela centralidade cada vez maior, na agenda internacional, das preocupações com o impacto na aceleração das mudanças climáticas que é produzido pelas emissões dos gases de efeito estufa, proveniente, principalmente, da queima de combustíveis fósseis. Além disso, os elevados preços alcançados pelo petróleo funcionam, também, como incentivo para o desenvolvimento de tecnologias voltadas para a viabilização econômica dessas fontes de energia, embora estas estejam muito longe de se tornarem uma alternativa real às fontes de origem fóssil, se é que se tornarão algum dia, pelo menos enquanto sobre-existir um modelo de consumo de energia altamente intensivo e concentrado, imposto pela lógica de acumulação do capital e de crescimento infinito do capitalismo.

Demanda

O comportamento da demanda mundial por petróleo nesse início de século tem sido marcado, por um lado, por uma relativa estabilização do consumo dos países

membro da OCDE, cujo volume consumido experimentou uma redução de 6,5% entre 2000 e 2014, passando de 48,3 MMb/d para 45,2 MMb/d, e, por outro lado, por uma forte expansão do consumo dos chamados “países emergentes”, liderados principalmente pela China e pela Índia. Considerando-se os países não OCDE, o volume consumido registrou um crescimento de 67% entre 2000 e 2014, passando de 28,6 MMb/d para 47,8 MMb/d. A China apresentou uma variação de 139%, passando de 4,7 MMb/d para 11,2 MMb/d, enquanto a Índia apresentou uma variação de 70%, passando de 2,3 MMb/d para 3,8 MMb/d (Gráfico 3 e Gráfico 4).

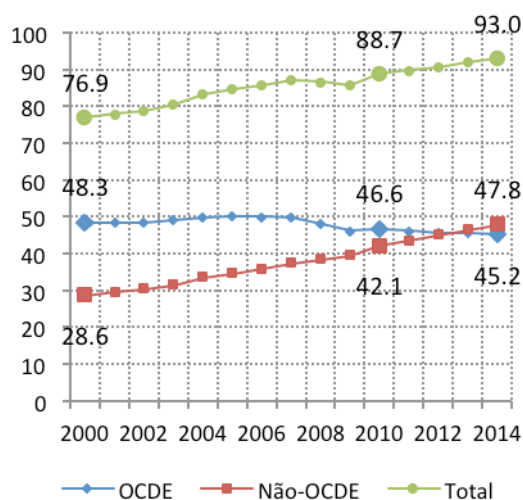


Gráfico 3: Consumo Mundial de Petróleo – 2000-2014 – MMbbl/d -Fonte: BP (2017)

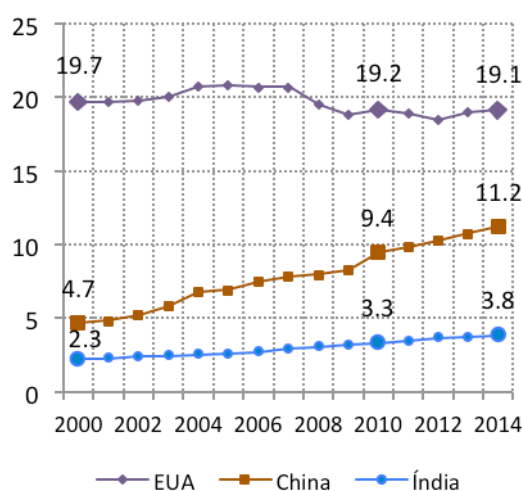


Gráfico 4: Consumo de Petróleo – Países Seleccionados - 2000-2014 – MMbbl/d - Fonte: BP (2017)

Mas esses dados sobre o volume de petróleo consumido e sobre as participações relativas dos grupos de países-membros da OCDE e de países-não-membros da OCDE marcam uma mudança relevante que ocorreu na estrutura do mercado mundial exatamente no que se refere ao papel desses dois grupos de países. Conforme assinala Yergin (2013), até 2000, os chamados “países desenvolvidos” eram responsáveis pelo consumo de dois terços de todo o petróleo produzido, mas, desde então, o consumo nesses países entrou em um processo de declínio e todo o crescimento da demanda concentrou-se nos chamados “países emergentes”, que passaram a responder por metade do consumo mundial, registrando-se a tendência de que essa participação aumente ainda mais nos próximos anos.

Outra mudança importante diz respeito à expressiva redução do volume de petróleo importado pelos EUA que, de um recorde de 12 MMbbl/d, em 2005, quando o país ostentava a condição de maior importador de petróleo do mundo, passou para a

metade desse volume, em 2013, como consequência da forte recuperação da produção doméstica concentrada no petróleo não convencional (DALE, 2015).

No que se refere, especificamente, à dependência dos EUA em relação aos países da OPEP e, em especial, à Arábia Saudita, cabe ressaltar que esta vem experimentando uma redução acentuada, correspondendo ao suprimento de apenas 10% do consumo total mesmo antes do boom da produção de *tight oil*, o que foi influenciado, em parte, pelo crescimento das importações do Canadá, que passou a ocupar o lugar de fornecedor relevante dos EUA (YERGIN, 2014).

Uma expressão dessas duas grandes mudanças no mercado mundial de petróleo – expansão do consumo nos países emergentes e redução das importações pelos EUA -, é o fato de, a partir de 2013, a China ter ultrapassado os EUA como maior importador líquido de petróleo (YERGIN, 2013).

Como resultado de caráter mais geral desse processo, os países exportadores reorientaram-se para esse novo mercado representado pelos “países emergentes”, em especial, para o mercado asiático, o que aumenta a relevância das relações da China e da Índia com a OPEP, em termos de fluxos tanto de matéria prima como financeiros, embora o petróleo do Oriente Médio continue sendo importante para os países-membros da OCDE situados na Europa, o que explica que essa região continue tendo uma importância geopolítica central para os EUA no seu papel de “guardião” da estabilidade econômica e política mundial (DALE, 2015).

1.2 As possíveis causas da queda dos preços a partir de julho de 2014 e o novo cenário da indústria mundial do petróleo

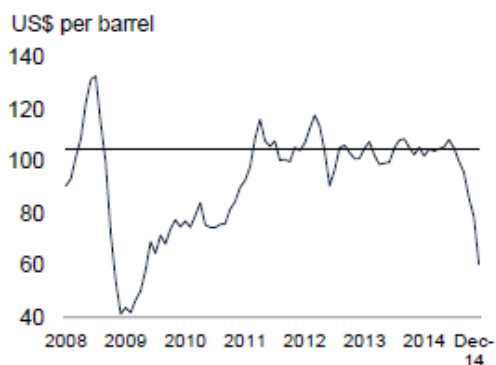
Comparação com episódios anteriores

Depois de uma trajetória de quatro anos com preços estáveis, quando o preço médio do petróleo manteve-se na faixa de US\$ 105/bbl, a partir de julho de 2014, quando alcançou um pico de US\$ 111,02/bbl, o preço do petróleo entrou em uma trajetória de declínio, com o registro de uma queda pouco superior a 50% até dezembro de 2014, quando o preço médio alcançou US\$ 54,98/bbl (ver Gráfico 5 e Gráfico 9).

Embora o período relativamente longo em que os preços do petróleo mantiveram uma trajetória de crescimento, que se estendeu entre 2000 e 2014, com registro de variações negativas mais significativas em 2001 e 2008, logo seguidas da recuperação dos patamares anteriores ou da retomada da trajetória ascendente, tenha criado a ilusão

de que os preços se estabilizariam em tais níveis por um tempo que se estenderia indefinidamente, a instabilidade dos preços não constitui uma novidade para o setor de petróleo, já que este, desde o início da década de 70, principalmente, tem enfrentado períodos alternados de elevação e de redução de preços, aos quais, de tempos em tempos, as empresas petrolíferas e os demais agentes que atuam nesse mercado necessitam se adequar.

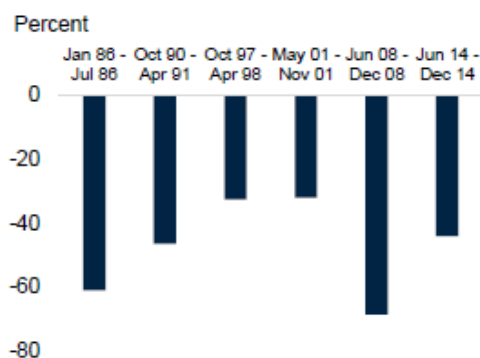
A. Oil price¹



1. Monthly average of WTI, Dubai, and Brent oil prices. Horizontal line denotes \$105 per barrel, the average for January 2011-June 2014. Latest data for December 2014.

Gráfico 5: Preço Mundial do Petróleo – 2008-2014 – US\$/bbl - Fonte: Baffes (2015)

C. Magnitude of significant oil price drops³



3. Non-consecutive episodes of six-months for which the unweighted average of WTI, Dubai, and Brent oil prices dropped by more than 30 percent.

Gráfico 6: Episódios de Queda do Preço Mundial do Petróleo - Fonte: Baffes (2015)

Diferentemente do que ocorrera em 2001 e 2008, a redução iniciada em julho de 2014 veio a configurar uma alteração duradoura e a constituir um novo patamar de preços, comparável a outros eventos semelhantes registrados desde a década de 70, conforme demonstrado por alguns estudos, que consideram, principalmente, a amplitude da variação de preços em um período de tempo relativamente curto.

Assim é que se pode observar, no Gráfico 6 e no Gráfico 7, os eventos anteriores em que houve registro de variações semelhantes, adotando-se como referencial, no caso do Gráfico 6, uma variação superior a 30% em um período de seis meses. Mas, cabe observar que as quedas registradas no gráfico têm causas diversas, podendo estar relacionada tanto a um choque de oferta como a um choque de demanda, ou mesmo à simples ameaça de que possa ocorrer uma ruptura no suprimento de petróleo, associada a casos de conflitos ou episódios de maior repercussão².

² Entre 1984-2013, ocorreram outros cinco episódios de queda de preços de petróleo de 30% ou mais em um período de seis meses, coincidindo com as principais mudanças na economia global e nos mercados de petróleo: aumento do fornecimento de petróleo e mudança na política da OPEP (1985-86); Recessões nos EUA (1990-91 e 2001); A crise asiática (1997-98); e a crise financeira global (2007-09) (BAFFES, 2015).

Crude oil prices and key geopolitical and economic events

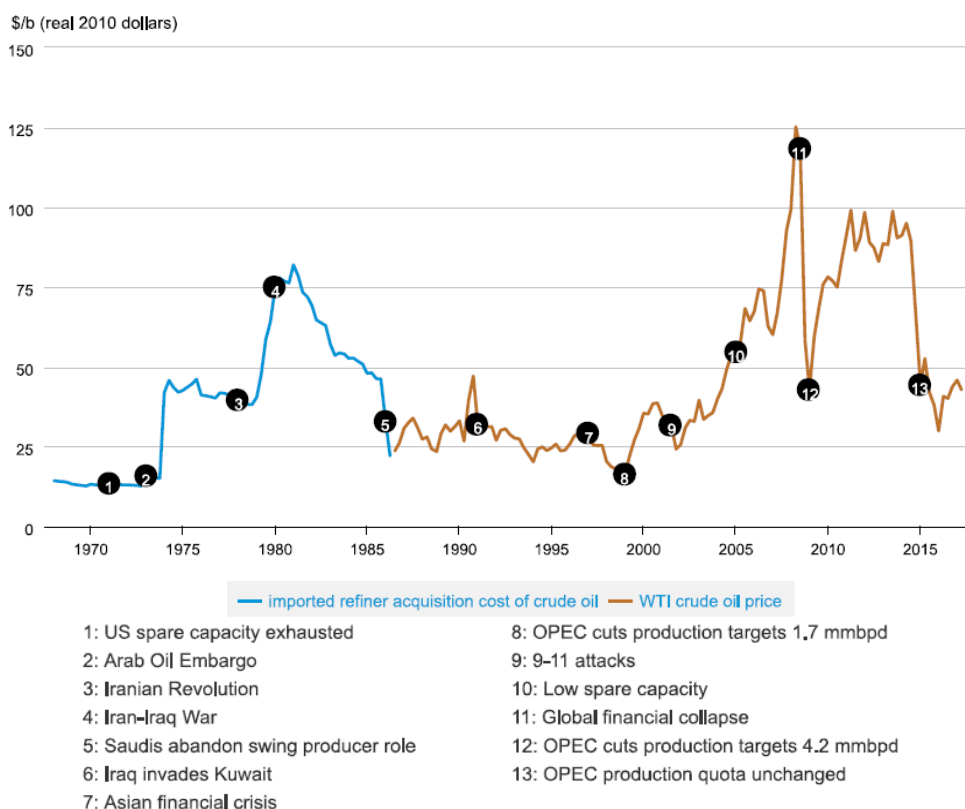


Gráfico 7: Episódios de Queda do Preço Mundial do Petróleo – US\$/bbl - Fonte: EIA (2017a)³

Origem da crise: influência do desequilíbrio entre oferta e demanda

Diversamente dos episódios anteriores de mesma natureza, a queda dos preços do petróleo registrada no segundo semestre de 2014 não apresenta uma causa nítida e inquestionável, um fato contundente ao qual se pudesse atribuir, de forma isolada, a responsabilidade por ter provocado uma variação de preços de efeito tão desestabilizador para a indústria em tão curto espaço de tempo.

As diferentes análises divulgadas à época puderam, no máximo, avançar no sentido de compilar um conjunto de fatores que influenciaram esse último episódio de queda dos preços, sem, no entanto, alcançar uma convergência no que diz respeito à identificação de um fator que, de forma clara, tenha sido preponderante em relação aos demais. De uma forma geral, se aceita que a flutuação de preços é determinada por fatores de mais longo prazo, relacionados, principalmente, aos indicadores de oferta e demanda, e por outros fatores de curto prazo, que exercem influência sobre a percepção das empresas e de outros agentes atuantes no mercado de petróleo no que se refere a

³ As variações nos níveis dos preços que são verificadas na comparação entre o Gráfico 1 e o Gráfico 3 deve-se ao fato de este último registrar a evolução dos preços do petróleo tipo *WTI*, enquanto o Gráfico 1 apresenta a evolução do preço médio do petróleo dos tipos *Brent*, *Dubai* e *Brent*.

identificação de possíveis desequilíbrios, que tem por base o comportamento de indicadores tais como: nível de investimento, endividamento das empresas, movimento de fusões e aquisições de empresas, mudanças tecnológicas etc. (BAFFES, 2015).

Peso relativo do desequilíbrio na oferta e demanda na queda de preços

É fato que, em 2014, não houve registro de uma alteração significativa na relação entre os indicadores de oferta e demanda, a ponto de justificar a queda dos preços do petróleo no ritmo e magnitude registrados (BAUMEISTER; KILIAN, 2015). Mas, havia elementos suficientes que indicavam uma tendência de desequilíbrio crescente para o lado da oferta, a exemplo do crescimento da produção de petróleo americana, que no final de 2014 era 80% superior ao nível registrado em 2008, com um incremento equivalente a 4,1 MMbbl/d; da recuperação da produção do Iraque, que variou de 1,3 MMbbl/d para 3,3 MMbbl/d entre 2003 e 2014; da tendência mais recente para uma progressiva retomada da produção na Líbia, que se reduziu de 1,5 MMbbl/d, em 2012, para 0,5 MMbbl/d, em 2014; e das pressões do Irã para a retomada do seu nível de produção histórico, que foi reduzido para 3,7 MMbbl/d por força do embargo econômico liderado pelos EUA, mas que poderia, potencialmente, alcançar 4,5 MMbbl/d em um curto período de tempo.

Ao mesmo tempo, do lado da demanda, o quadro da economia mundial era de estagnação, a exemplo da China, que registrava uma desaceleração no seu ritmo de crescimento, mas nada que indicasse uma alteração mais brusca do cenário em relação aos anos anteriores. Enquanto a economia mundial continuava patinando, sem dar sinais de recuperação, sempre anunciada pelos analistas, mas nunca concretizada, as estimativas sobre o comportamento da demanda, pela IEA e outros organismos, continuavam sofrendo reduções sucessivas.

Com base nesses indicadores pode-se concluir que a queda dos preços não é atribuível a uma grande contração no consumo, o que, caso tivesse ocorrido, teria se refletido em um declínio agudo nos preços de outras commodities ou nos índices de produção industrial. Com relação a esse aspecto, o que se pôde observar é que o petróleo apresentou um comportamento diferente quando comparado ao de outras commodities: no período de 2011 a 2014, enquanto o preço do petróleo se manteve estável, os preços das outras commodities apresentavam um movimento de queda; ou seja, o petróleo não sofreu os impactos da retração econômica que afetava outros setores da economia, o que pode ser atribuído à constante ameaça de variação negativa do nível

de oferta em função de guerras e conflitos. No momento seguinte, pós-julho de 2014, o petróleo apresenta uma queda acentuada dos preços, que não é acompanhada pelas outras commodities (BAFFES, 2015)⁴.

Ou seja, mesmo que não tenha havido registro de um nítido desequilíbrio na relação entre oferta e demanda, que pudesse explicar o colapso dos preços, havia múltiplos fatores que confirmavam a tendência de que se estava caminhando para isso, de forma irreversível.

Mudança de expectativas: papel da OPEP

Diante dos sinais de uma tendência de crescimento da oferta, fator que pressionava na direção de uma queda dos preços, criou-se entre os participantes do mercado uma expectativa de que a OPEP, como recurso para conter ou reverter àquela tendência, responderia com uma redução da produção. No entanto, contrariando essa expectativa, na reunião realizada em 27/11/2014, a OPEP não aprovou qualquer corte de produção, o que contribuiu para acentuar a dinâmica de queda de preços nos meses seguintes. À época, essa reação ou falta de reação da OPEP foi interpretada por muitos analistas como a principal causa da “desestabilização do mercado” e, havendo ou não uma base real que alimentasse a expectativa de que fosse divulgado um corte da produção, sua existência é comprovada pela queda dos preços ao longo de toda a curva do mercado de futuros, depois da decisão da OPEP (BAFFES, 2015; DALE, 2015; YERGIN, 2015).

A surpresa em relação ao comportamento da OPEP e, em especial, da Arábia Saudita, residiu no fato de que em episódios anteriores de queda de preços, a OPEP, liderada pela Arábia Saudita, cumpriu o esperado papel de “*swing producer*”, conforme ocorreu em 2008, quando foi efetuado um corte de 5 MMbbl/d em um contexto de forte queda da demanda que acompanhou o colapso financeiro global com epicentro nos

⁴ Como parte, ainda, da análise sobre o comportamento da demanda, cabe uma menção a alguns estudos que atribuem o ritmo de crescimento mais lento do consumo de energia e de petróleo, relativamente ao ritmo de crescimento do PIB, ao sucesso de políticas de eficiência energética. Segundo estudo de Baffes (2015), “a intensidade do consumo de petróleo em relação ao PIB global diminuiu quase à metade desde a década de 1970, como resultado do aumento da eficiência energética e do declínio da intensidade do consumo de petróleo em relação ao consumo global de energia”. Mas, uma conclusão sobre os fatores que concorreram de forma mais decisiva para que houvesse essa redução depende da realização de uma análise mais detalhada, pois, nesse mesmo período, há registro, também, de uma mudança nas atividades econômicas consideradas na composição do PIB, com uma maior participação do setor de serviços relativamente ao setor industrial, o que se traduz em um menor consumo de energia. Assim, é possível que a redução relativa da intensidade do consumo de petróleo decorra, principalmente, dessa mudança do perfil das atividades econômicas e, em menor medida, como querem fazer crer os estudos mencionados, do aumento da eficiência energética.

EUA. A decisão da OPEP, em 2014, de não efetuar um corte na produção, deixou clara a sua estratégia de priorizar a participação relativa no mercado (*market share*) em detrimento da sustentação dos níveis dos preços.

Embora recebida com “surpresa”, essa estratégia mostrava-se alinhada com a nova realidade da indústria mundial de petróleo, bastante distinta daquela existente nos episódios anteriores de queda dos preços. Por mais que o crescimento da oferta tenha sido influenciado, também, pelo crescimento da produção dos próprios países da OPEP e da produção proveniente dos depósitos de areia betuminosa da Canadá ou dos reservatórios descobertos em águas profundas na costa do Brasil e na costa da África, é inegável que a revolução da produção de *tight oil* – não só pelos grandes volumes de petróleo despejados no mercado em curtíssimo período de tempo, mas, também, pela perspectiva de crescimento contínuo dessa produção e de sua estabilização em patamares elevados durante algumas décadas - foi a grande responsável por um verdadeiro abalo no mercado, tanto pelos seus efeitos imediatos, como por ter introduzido um fator permanente de desequilíbrio na relação entre oferta e demanda.

Assim, o “abandono” do papel de “*swing producer*” parecia estar mais de acordo com os interesses da OPEP e da Arábia Saudita, pois implicava em manter intacta a participação no mercado dos produtores de “baixo custo”, em uma sinalização de que o ônus para alcançar o equilíbrio pretendido, via redução da produção, deveria recair sobre os produtores de “alto custo”, entre os quais se incluíam os produtores norte-americanos de *tight oil* (YERGIN, 2015; BAFFES, 2015).

A ideia de um “cartel” de empresas que manipula o mercado mediante a variação dos níveis de produção e a tentativa de influenciar o comportamento de preços para, com isso, manter o seu domínio e auferir maiores ganhos, ganhou uma versão “moderna” e com conotação “negativa”, pelo menos a considerar a tendência de opinião dominante veiculada pela mídia ou por certos círculos dos chamados especialistas, apenas a partir da tentativa dos países grandes detentores de reservas de exercer uma maior influência no mercado. As iniciativas nesse sentido concretizaram-se com a criação da OPEP e, depois, como resposta ao acirramento do conflito político, militar, étnico e religioso no Oriente Médio, com a imposição do embargo no fornecimento de petróleo aos EUA, Japão e países europeus, na década de 1970, utilizado como mecanismo de pressão política, mas que, também, produziu impactos econômicos em função da acentuada elevação dos preços que decorreu daquela iniciativa, o que inaugurou um papel de maior proeminência para esse grupo de países como agente

relevante no mercado mundial de petróleo, antes dominado, em caráter exclusivo pelas grandes empresas de petróleo com sede nos EUA e outros países integrantes do chamado grupo de países desenvolvidos.

Mas a prática de manipulação do mercado nasceu com a indústria do petróleo e, durante muitas décadas, constituiu exclusividade da Standard Oil e, depois, do grupo de empresas liderado pelas “Sete Irmãs”, passando, nos últimos cinquenta anos, a ser “compartilhada” ou disputada com a OPEP e com outros produtores relevantes, como a Rússia. Registra-se que o papel de “*swing producer*”, em tempos mais remotos, foi exercido pelos EUA, o maior produtor e exportador de petróleo do mundo, condição que deixou de ostentar já desde o início da década de 1950.

Mas foi somente a partir de 1970, quando sua produção alcançou seu nível mais alto (9,6 MMbbl/d) e, a partir daí, começou a declinar, que os EUA, mesmo sendo ainda um grande produtor, tornou-se, simultaneamente, um país importador de volumes crescentes de petróleo (YERGIN, 2015), nova condição a partir da qual continuou buscando influenciar o mercado de petróleo mediante a utilização de mecanismos de pressão política, econômica e militar, como, aliás, já fazia desde quando assumiu o papel de potência hegemônica mundial, após a II Guerra Mundial.

No caso do episódio da queda dos preços de 2014, algumas análises que concluíram que a decisão da OPEP havia jogado sobre os EUA ou sobre o “mercado” a responsabilidade por buscar equilibrar a relação entre oferta e demanda e estabilizar os preços, ou que os EUA haviam se transformado em um “*swing producer*” involuntário (YERGIN, 2015), sustentam-se apenas como retórica, mas demonstram possuir pouca relação com a nova realidade da indústria mundial do petróleo e com o papel dos EUA e, em particular, dos produtores de *tight oil* no contexto daquela indústria nos EUA.

Os EUA estão incluídos entre os países que mais se beneficiaram dos níveis elevados dos preços mundiais do petróleo, o que viabilizou o desenvolvimento pleno da produção de *tight oil* em um período de tempo relativamente curto – com um ritmo acelerado de crescimento e um volume de produção expressivo – tendo como resultado uma redução substancial do volume de petróleo importado. Essa mudança foi de tal ordem que, mesmo tendo atingido, em 2008, os níveis mais baixos de produção e experimentado um aumento acentuado de sua dependência de importações de petróleo, pouco mais de cinco anos depois já era possível fazer projeções de que em mais alguns anos o país alcançaria a auto-suficiência. Mas essa não era ainda a realidade em 2014, quando o país mantinha-se como importador líquido de petróleo e dependia da

manutenção dos preços mundiais em níveis elevados como condição para a sustentação do ritmo de crescimento de sua produção interna. Ou seja, mesmo que a produção interna dos EUA apresentasse uma trajetória ascendente e que o país, portanto, se encontrasse em uma situação relativamente favorável, fica bastante evidente que este não reunia os requisitos necessários para atuar como “*swing producer*”.

Por outro lado, a produção de *tight oil* está organizada com base em um número razoavelmente grande de empresas produtoras e em uma extensa rede de empresas prestadoras de serviços, característica que a diferencia bastante do grau de concentração e de controle da produção exercido por parte das grandes empresas multinacionais, que tradicionalmente dominaram o mercado do petróleo, ou das grandes empresas estatais de petróleo vinculadas ou não aos países da OPEP. Além disso, as empresas produtoras de *tight oil* participam de uma competição feroz entre si na busca de ganhar maior participação no mercado, ter acesso a financiamentos e reduzir os custos de produção, apresentando, ainda, a característica de não serem empresas integradas, ou seja, de concentrarem-se quase exclusivamente no segmento de exploração e produção. Isso significa que estas empresas possuem pouca ou nenhuma capacidade de uma atuação concertada no sentido de direcionar os rumos do mercado de acordo com os seus interesses.

Esse é o quadro que explica que o mercado de petróleo, neste primeiro momento, tenha ficado “órfão” de um “*swing producer*”, seja pela estratégia da OPEP de priorizar a manutenção de sua participação no mercado, seja pela incapacidade de os EUA ou as empresas produtoras de *tight oil*, isoladamente, cumprirem esse papel. Mas, como se verá, outro fator que acentuava a incapacidade de os EUA cumprirem o papel de “*swing producer*” residia na espiral do endividamento das empresas produtoras de *tight oil*.

1.3 O aumento do endividamento das empresas de petróleo no período 2006-2014

Nível de endividamento das empresas de O&G e de energia

Outro sinal evidente de que se estava inaugurando um novo período de desequilíbrio na indústria do petróleo, na sequência de um período de relativa estabilidade, era a trajetória ascendente de endividamento das empresas de petróleo e gás natural. Esse fator que, diante dos episódios anteriores de queda de preços,

representava uma novidade, cumpriu o papel de potencializar os impactos e alterar a própria dinâmica da queda dos preços, conforme será demonstrado.

A dívida total do setor de petróleo alcançou US\$ 2,5 trilhões no final de 2014, um crescimento de duas vezes e meia em relação ao valor apurado no final de 2006 (DOMANSKI, 2015). Esse nível de endividamento foi impulsionado por uma “mistura potente”, na expressão de Spencer Dale, economista-chefe da BP, que combinava ingredientes como os preços elevados do petróleo, as taxas de juros zero e as políticas de flexibilização monetária (CROOKS, 2016a).

A maior disponibilidade de investidores para emprestar tendo como garantia as reservas e as receitas petrolíferas permitiu que as empresas tomassem empréstimos em grandes quantidades, na forma de empréstimos bancários diretos e de emissão de títulos de dívida no mercado de títulos. Na verdade, essa era, também, uma contingência criada após a crise financeira de 2008, quando o investimento de alto risco no setor de petróleo foi alçado à condição de uma das principais alternativas para a aplicação dos recursos financeiros abundantes em busca de oportunidades de valorização (DOMANSKI, 2015).

O nível de emissão de títulos por empresas do setor de petróleo e de energia cresceu em ritmo superior ao de empresas de outros setores, passando de um total de US\$ 455 bilhões, em 2006, para US\$ 1,4 trilhão em 2014, com uma taxa de crescimento de 15% ao ano, dinâmica semelhante àquela identificada nos empréstimos diretos fornecidos por grupos de bancos comerciais ou bancos de investimentos, que cresceram de US\$ 600 bilhões, em 2006, para US\$ 1,6 trilhão em 2014, com uma taxa de crescimento de 13% ao ano⁵. Como resultado desse ritmo intenso verificado na emissão de títulos e na tomada de empréstimos diretos, o estoque da dívida das empresas do setor de petróleo e de energia cresceu em ritmo mais rápido do que o das empresas dos demais setores, passando, em cinco anos, de 10% para 15% do estoque da dívida total das principais empresas dos EUA, abrangendo, no caso, tanto as empresas classificadas como grau de investimento (“*investment grade*”), como as empresas classificadas como grau especulativo (“*high-yield*”) (DOMANSKI, 2015).

Uma parte substancial desses empréstimos foi destinada a empresas estatais de petróleo integradas de “economias de mercado emergentes” (*EMEs - emerging market*

⁵ Os dados utilizados no artigo citado – “Oil and Debt” (DOMANSKI, 2015) - referem-se, em sua maior parte, a empresas que têm operações de petróleo e gás natural; alguns desses dados referem-se a um agrupamento mais amplo de empresas de energia. Os autores advertem que os números sobre empréstimos em circulação podem conter algum exagero, pois alguns deles demoram a ser liquidados, enquanto outros são logo reembolsados, mas, ainda assim, consideram que estes dados fornecem uma estimativa razoável da taxa de crescimento, que é um dos aspectos que se quer destacar.

economies)⁶, as quais, em sua maioria, apresentam altos níveis de produção e de receitas. Entre 2006 e 2014, o estoque de endividamento total dessas empresas – considerando empréstimos diretos e títulos de dívida – cresceu a taxas anuais entre 13% e 31%. Essas empresas apresentam um índice de alavancagem superior ao verificado em empresas dos EUA de tamanho comparável. No caso das NOCs ou, pelo menos, de uma parte destas, o aumento do endividamento está associado à distribuição de dividendos para os respectivos estados que as controlam, enquanto as IOCs, aproveitando-se das condições então favoráveis no mercado internacional, também lançaram mão do endividamento para aumentar seus retornos patrimoniais (DOMANSKI, 2015). No entanto, a motivação para a tomada de empréstimos e o perfil do endividamento das IOCs serão alterados em função do novo quadro criado a partir da queda dos preços do petróleo, como se verá mais adiante.

As empresas de petróleo e gás natural dos EUA detêm uma participação de 40% dos empréstimos fornecidos diretamente pelos grandes bancos e instituições financeiras ou provenientes dos títulos de dívida em circulação, mas a maior parte dessa dívida cabe às empresas de menor porte, que sustentam a produção de *tight oil*, que tomaram empréstimos pesadamente para financiar sua capacidade de produção, muitas vezes no contexto de fluxos de caixa operacionais negativos. Isso está refletido no nível de endividamento das empresas produtoras de *tight oil*, que praticamente dobrou, enquanto, no caso das empresas de maior porte, permaneceu estável (DOMANSKI, 2015). Esse quadro de endividamento crescente, que inclui, em muitos casos, graus elevados de alavancagem, é um ponto em comum entre as empresas norte-americanas produtoras de *tight oil* e parte considerável das NOCs.

O fenômeno do endividamento das empresas produtoras de *tight oil* foi detectado antes ainda que os preços do petróleo iniciassem a trajetória de queda. Um estudo divulgado em maio de 2014, que abrangeu 61 dessas empresas, concluiu que a dívida das empresas produtoras de *tight oil* havia dobrado nos quatro anos anteriores, tendo atingido US\$ 163,6 bilhões no primeiro trimestre daquele ano. Em meio a um processo de fusões e aquisições, prejuízos e ameaças de falência, as despesas dessas empresas com juros aumentaram em mais de 20%. A situação era de impasse, pois essas empresas estavam condenadas a tomar novos empréstimos como forma de realizar os

⁶ Essa é a denominação adotada pelo BIS. Nos documentos publicados por órgãos especializados no setor de energia (IEA, EIA) é mais comum que essas empresas sejam identificadas como NOCs – National Oil Companies, diferenciando-se das grandes empresas privadas, identificadas como IOCs – International Oil Companies ou, por vezes, como “Big Oils”.

investimentos necessários para compensar a queda acentuada da produção típica dos poços de *tight oil*, ao mesmo tempo em que se viam pressionadas pelos investidores para que reduzissem os custos. Mas as empresas que não conseguissem dar continuidade à perfuração, obteriam uma menor produção, o que implicaria, também, em menores receitas e, portanto, na aceleração do desequilíbrio financeiro (LODER, 2014).

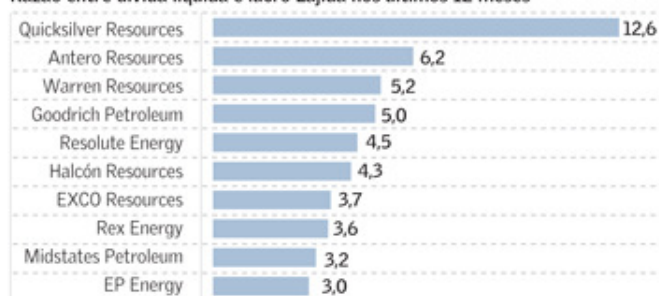
Outro estudo, que considerou uma amostragem diferente de empresas, mostra que o endividamento acumulado durante o *boom* do setor, abrangendo também as empresas produtoras de *shale gas*, chegou ao terceiro trimestre de 2014 a um montante próximo de US\$ 200 bilhões, um aumento de 55% em comparação com o valor de US\$ 128 bilhões apurado em 2010, conforme indicado na Gráfico 8⁷. A espiral da dívida dessas empresas foi alimentada pelo mecanismo que permitia que estas “obtivessem empréstimos e perfurassem poços mesmo se o custo superasse a receita”, em uma demonstração da ausência de qualquer correlação entre o processo de endividamento e a capacidade de geração de receita dessas empresas. Aliás, o próprio título da matéria - “Produção de petróleo dos EUA é movida a dívida” - não deixa dúvidas sobre o papel fundamental que o processo de endividamento acabou por cumprir na viabilização da produção do *tight oil* (AILWORTH, 2015).

A necessidade de pagar essa dívida acumulada ou, pelo menos, de manter as condições para que pudessem ter acesso a novos financiamentos, ajuda a explicar por que essas empresas mantiveram seus planos de continuar extraindo petróleo mesmo com preços abaixo de US\$ 50/bbl, 55% menos do que o registrado em junho de 2014 (AILWORTH, 2015).

Passivo pesado

As petrolíferas americanas se endividaram em meio ao boom da exploração de formações de xisto

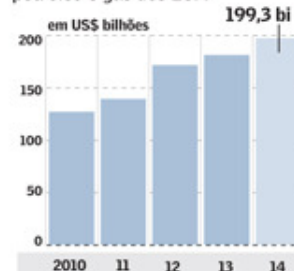
Razão entre dívida líquida e lucro líquido nos últimos 12 meses



Nota: Empresas de capital aberto nos EUA que se concentram na produção de petróleo e gás natural e tiveram receita de pelo menos US\$ 100 milhões nos últimos 12 meses

Fonte: S&P Capital IQ

Dívida total das companhias de petróleo e gás dos EUA



Nota: Dados excluem Chevron e Exxon Mobil; total de 2014 só até o terceiro trimestre

The Wall Street Journal

⁷ O levantamento divulgado por AILWORTH não inclui a Exxon Mobil Corp e a Chevron Corp.

Gráfico 8: Endividamento (US\$ bilhões) e Razão entre dívida líquida e LAJIDA de empresas de petróleo dos EUA – Fonte: AILWORTH, 2015.

Outro aspecto que merece ser destacado é que, além de essas empresas terem atingido um nível elevado de endividamento, cujo crescimento ocorreu em ritmo acelerado, o índice de alavancagem das principais empresas, indicado na imagem à esquerda da Gráfico 8, alcançou valores bastante acima do limite que ainda indicaria uma situação de equilíbrio, segundo os critérios adotados pelas agências de classificação de risco - que equivale a uma razão de 2,5 vezes a relação entre dívida líquida e lucro LAJIDA (ou EBITDA) -, o que prenuncia o cenário de relativa instabilidade que se desenrolaria nos anos seguintes.

O quadro que combinava taxas de declínio da produção aceleradas, típicas dos poços de *tight oil*, necessidade de gastos de capital elevados para reposição dos poços produtores e altos índices de alavancagem, impunha a necessidade de buscar um aumento contínuo da produção. Essa condição contradiz a hipótese de que os EUA pudessem, em algum momento, cumprir o papel de “*swing producer*”, na medida em que estava descartada qualquer possibilidade de que os produtores de *tight oil* viessem a reduzir espontaneamente a produção como forma de diminuir a oferta, com base na motivação de que, assim, contribuiriam para estancar a queda dos preços mundiais do petróleo.

Preço do petróleo x valor dos ativos

Pode-se identificar uma influência, ainda que indireta, do elevado nível de endividamento das empresas na eclosão da queda dos preços, na medida em que, no caso do *tight oil*, a tendência de crescimento contínuo da produção como resposta compulsória à necessidade de manter o ritmo de tomada de empréstimos e de fazer frente aos compromissos financeiros deles decorrentes, apontava para um inevitável desequilíbrio crescente entre oferta e demanda, em favor da primeira, fator que, em última instância, determinou a trajetória descendente dos preços a partir de julho de 2014.

Mas, invertendo os termos dessa equação, se pode analisar, também, qual foi a influência da queda de preços no agravamento do endividamento das empresas de petróleo no período que se seguiu, considerando-se, principalmente, o fato de o preço do petróleo sustentar o valor dos ativos que respaldam as dívidas dessas empresas. É

possível, nesse caso, estabelecer uma analogia com o que ocorre no mercado imobiliário:

Por analogia com o mercado imobiliário, quando os ativos subjacentes de um setor alavancado caem em valor, a tensão imposta pelo declínio dos preços induz uma retração – por exemplo, tentando vender mais ativos [reservas e produção de petróleo] que suportam o endividamento. Petróleo não é habitação, mas ações análogas, tais como o “*hedging*”, podem exercer pressão descendente adicional sobre o ativo subjacente. (DOMANSKI, 2015, p. 57) (tradução nossa)

A existência dessa correlação entre preços do petróleo e valores dos ativos, em um cenário de alta alavancagem, configurava uma nova situação que contribuiu para alterar a dinâmica da queda dos preços. As tensões financeiras que resultaram da queda dos preços do petróleo e da maior alavancagem, tendia a reduzir a rentabilidade, a aumentar o risco de inadimplência, a elevar os custos de financiamento etc..

No cenário de endividamento elevado, a queda dos preços fragilizava o balanço dos produtores, gerando a necessidade de que estes vendessem um volume ainda maior de petróleo, o que, por sua vez, como um círculo vicioso, exacerbava a tendência de queda dos preços. Ao mesmo tempo, a manutenção da produção física de petróleo para manter o fluxo de dinheiro e, o consequente adiamento de uma retração na produção, significava, também, que um eventual reequilíbrio entre oferta e demanda, que poderia cumprir o papel de estancar a queda dos preços, somente viria a ocorrer muito lentamente (DOMANSKI, 2015).

À medida que ficava evidente que a realidade de preços baixos perduraria por um período de tempo indeterminado, impondo-se como um “novo normal” do setor de petróleo e gás natural, as empresas necessitavam encontrar outras formas de responder a essa realidade e, assim, reposicionar-se no mercado e equilibrar sua produção e suas receitas com a necessidade permanente de recursos para novos investimentos e para fazer frente às obrigações financeiras já assumidas (LeBLANC, 2015).

Uma dessas formas possíveis seria a de promover um ajuste no investimento e na produção. Nos casos em que uma parte substancial do investimento é financiada com dívida, custos mais elevados e condições de crédito mais restritas podem acelerar a redução nos gastos de capital, o que tenderia a elevar os preços do petróleo diante da expectativa de menor fornecimento futuro. Nessa linha de redução nos gastos de capital, as empresas podem até ser forçadas a vender ativos, incluindo direitos, instalações e equipamentos, mas esse mecanismo mostra-se neutro em termos de preços. Por outro lado, empresas com níveis elevados de dívidas enfrentam fortes imperativos para

proteger sua exposição a receitas altamente voláteis por meio da venda de futuros ou da compra e venda de opções em mercados de derivativos, como forma de se precaver para o caso em que o preço do petróleo caia ainda mais. Mas, se as restrições financeiras mantêm altos níveis de produção e resultam em *hedging* aumentado da produção futura, a adição às vendas de petróleo aumentaria a queda dos preços (DOMANSKI, 2015).

Essas alternativas demonstram os limites interpostos diante das empresas de petróleo em um cenário de retração econômica e de dependência crescente de mecanismos do mercado financeiro, os quais não só eliminavam quaisquer possibilidades de “decisões autônomas” das empresas, segundo lógicas “próprias” de investimento e de produção, que se diferenciariam dos interesses também “próprios” do mercado financeiro, como, em termos práticos, comprovavam a inexistência dessas fronteiras, além de deixar clara a impossibilidade de qualquer análise mais consistente sobre a natureza da “crise do setor de petróleo” sem que esse conjunto de interesses fosse levado em conta.

Mesmo se, no momento inicial de maior restrição financeira e de retração do mercado, as empresas de petróleo – em especial as produtoras de *tight oil* e as NOCs⁸ - tivessem se visto obrigadas a reduzir seus gastos de capital e a compensar a sua queda de receitas por meio do esforço para a introdução de novas tecnologias que resultassem em maior produtividade e na redução dos custos, não havia nada que indicasse que essas medidas seriam capazes de criar um quadro muito diferente daquele que prevalecera no momento anterior, de estabilidade e de crescimento do mercado de petróleo, que se caracterizou pelo *boom* de investimento financiado com endividamento.

É possível concluir, assim, que a crise da indústria do petróleo, que acompanhou o movimento de queda dos preços a partir de julho de 2014, tem como seu principal componente o alto nível de endividamento e o considerável aumento da alavancagem agravado pela queda dos preços. Mesmo que “restrita” a um determinado setor da economia, trata-se da primeira crise de âmbito global desde a crise financeira de 2008, e, de certa forma, constituiu-se como um desdobramento em menor escala e “controlado” daquela crise.

⁸ As NOCs apresentam muitas diferenciações entre si. As empresas mais expostas são aquelas sujeitas mais diretamente aos mecanismos de mercado financeiro em função de possuírem ações negociadas na Bolsa de Nova York, como é o caso da Petrobras, Statoil, empresas russas e chinesas etc.. Mas, mesmo dentro desse subgrupo há a diferenciação entre empresas que apresentam uma menor ou maior exposição à desvalorização cambial, o que está relacionado, principalmente, à condição de ser ou não exportadora, ou entre empresas que contam ou não com instrumentos de proteção financeira por meio do apoio de fundos soberanos ou por meio da atuação direta de seus respectivos estados.

Não se pode ignorar, no caso, que o “boom” dessa indústria somente existiu em função dos recursos financeiros abundantes, das taxas de juros igual a zero e da flexibilização monetária que possibilitaram injetar recursos baratos, em volumes crescentes, nas empresas de petróleo. Embora já houvesse alguns sinais de descontrole, a “luz vermelha” somente acendeu quando a queda dos preços impactou severamente as receitas dessas empresas, introduzindo um elemento de incerteza quanto à capacidade que as mesmas teriam de honrar os compromissos financeiros assumidos e de contrair novos empréstimos.

Esse é o quadro que levou a que os órgãos reguladores, ainda em 2013, passassem a emitir alertas sobre o nível de alavancagem, o crescimento descontrolado dos empréstimos de risco etc. e acabassem por aprovar uma nova regulamentação com o objetivo de tentar disciplinar o fluxo desses empréstimos (UNITED STATES OF AMERICA, 2013). Ou que, na sequência da crise iniciada em 2014, os bancos dos EUA se vissem obrigados a cortar linhas de crédito de curto prazo para as empresas produtoras de *tight oil*, ou exigir uma garantia adicional (DOMANSKI, 2015).

Mas, o que ficou evidente, tomando-se os principais elementos e características da crise da indústria do petróleo, e a própria reação dos órgãos reguladores, é a impossibilidade de isolar o impacto produzido pela crise do setor de petróleo sobre o sistema financeiro e sobre a economia em geral, o que é uma característica intrínseca do processo de financeirização, que “borrou” as fronteiras entre os diferentes setores da economia e entre estes e o sistema financeiro, como fica claro na conclusão do trabalho de Domanski (2015), transcrita a seguir:

[...] o nexo petróleo-endividamento ilustra os riscos em evolução no sistema financeiro. O aumento rápido da alavancagem cria exposições ao risco no setor empresarial não-financeiro que pode ser transferido através do sistema financeiro global. [...] o acúmulo de dívida no setor petrolífero fornece um exemplo de como altos níveis de dívida podem induzir novas ligações entre cada um dos mercados e a economia em geral. Tal interação precisa ser levada em conta na avaliação das implicações econômicas da queda dos preços do petróleo. (p.64) (tradução nossa)

Essa crise revelou dimensões que não são mais captadas e compreendidas por modelos de análise focados nos indicadores de oferta e demanda ou na relação de países exportadores e países importadores etc., entendendo-se que os seus efeitos e sua possível “superação” pudessem se encerrar no âmbito de um segmento do mercado com características específicas, com conexões limitadas com outras atividades econômicas.

Em uma abordagem sobre o “financiamento no setor de petróleo e gás natural”, incluída na “World Energy Investment 2016”, publicação da IEA, um diagnóstico da indústria de *shale gas* e *tight oil* norte-americanas estabelece algumas conexões entre a crise que atingiu essa indústria e as “bolhas financeiras”:

A revolução do *shale gas* e do *tight oil* da América do Norte foi uma bolha financeira?

A história mostra que o surgimento de novas tecnologias e seu desenvolvimento em larga escala tem sido frequentemente acompanhada de euforia, excesso de otimismo e crescimento impulsionado pela dívida, em alguns casos provocando uma bolha financeira. A revolução norte-americana do *shale gas* e do *tight oil* exibiu algumas dessas características. Os preços altos e estáveis do petróleo entre 2012 e 2014, as taxas de juros excepcionalmente baixas e as aceleradas melhorias tecnológicas, em conjunto, ajudaram a sustentar um forte fluxo de investimento para a indústria. À medida que a produção aumentou entre 2010 e 2014, a importância do fluxo de caixa, assim como da exposição aos preços do petróleo aumentaram, realçando a vulnerabilidade às flutuações nas condições de mercado e de financiamento.

[...] o crescimento da produção foi liderado por empresas independentes menores, com capacidades financeiras muito mais limitadas. Essas empresas dependem mais de novas fontes de capital de terceiros para financiar seus próprios projetos. Suas despesas excederam o fluxo de caixa, mesmo com os altos preços do petróleo, à medida que a produção e a perfuração aumentaram. Embora alguma produção tenha sido protegida com *hedging*, a extensão e a duração do *hedging* foram consideravelmente menores que as das obrigações. O colapso dos preços do petróleo fez com que muitos investidores perdessem grandes quantidades de dinheiro.

Essas características, juntamente com a disposição do investidor de aceitar um alto nível de risco, são típicas das bolhas financeiras [...] (IEA, 2016a).

A crise da indústria do petróleo contém vários dos elementos que estiveram presentes na crise financeira de 2008, quando ficou abalada a confiança na solidez das instituições e dos mecanismos que garantiriam a estabilidade econômica e se tornou cada vez mais distante qualquer perspectiva de que sobreviesse um “ciclo de crescimento” que beneficiaria, de forma generalizada, todos os países e regiões.

1.4 A nova realidade do mercado de petróleo no ambiente de preços reduzidos

Preços

Durante um longo período logo após a queda dos preços do petróleo, iniciada em julho de 2014, permaneceu a dúvida sobre qual seria o limite inferior para esse novo patamar de preços e sobre qual seria a sua duração, mantendo-se alguma expectativa, ainda, de que pudesse haver uma recuperação rápida.

O preço médio anual do petróleo registrado em 2014 foi de US\$96,92/bbl, um valor ainda relativamente elevado, que era reflexo, por um lado, dos preços médios

mensais elevados registrados no primeiro semestre daquele ano, que atingiram o “pico” em junho (US\$111,02/bbl), e, por outro lado, do fato de o declínio ter ocorrido de forma paulatina, até fechar o mês de dezembro com um preço médio de US\$54,98/bbl, o equivalente a menos da metade do preço médio de junho (Gráfico 9).

Nos anos seguintes, a tendência de queda dos preços se manteve, demonstrando que o mercado de petróleo conviveria com a nova realidade de preços durante muitos anos ainda. Ao curto ensaio de recuperação dos preços, que foi registrado no primeiro semestre de 2015, seguiu-se uma trajetória declinante até que os preços atingissem o ponto mais baixo, em janeiro de 2016, chegando a registrar uma cotação diária inferior a US\$28/bbl, mas fechando o mês com o preço médio de US\$30,88/bbl (Gráfico 9).

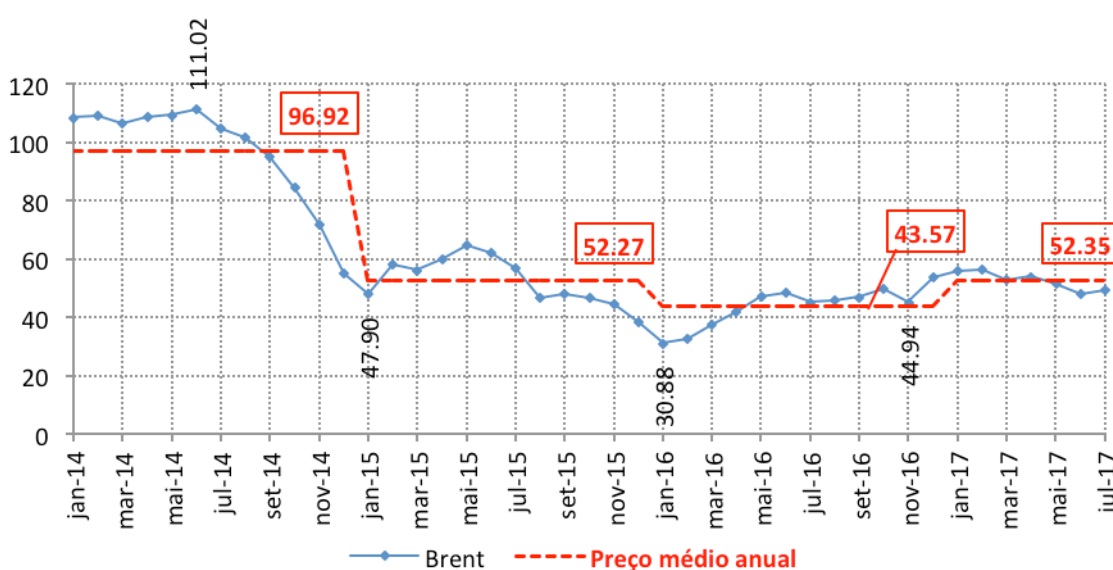


Gráfico 9: Evolução dos preços médios mensais no mercado spot do petróleo do tipo Brent jan-2014/jul-2017 (US\$/bbl) - Fonte: elaboração própria; dados da ANP (2016c).

Após ter atingido esse “piso”, os preços recuperaram-se parcialmente e de forma lenta pouco depois, mantendo-se com um valor médio pouco superior a US\$40. Mas o fato é que mercado global de petróleo permanecia fortemente saturado, levando a que muitos agentes já assumissem que os preços ficariam abaixo de seus picos anteriores por muitos anos e concluíssem que “a nova realidade da indústria obrigaria os executivos a aprenderem a viver abaixo dos 50 dólares” (FARIZA; POZZI, 2016).

Simultaneamente, o petróleo para entrega em 2020 estava cotado a US\$52/bbl, o que representava uma pá de cal nas expectativas porventura existentes de alta sustentada dos preços. Somavam-se alertas de que, se os preços do petróleo permanecessem em tais níveis, a pressão sobre muitos devedores seria intensificada. Como melhor definição dessa nova situação enfrentada pela indústria concluiu-se que, enquanto o preço do

petróleo estava de volta ao nível registrado em 2004, a maior parte da dívida que fora tomada nos anos de crescimento continuava existindo (CROOKS, 2016a).

Assim, os preços anuais médios do petróleo apurados em 2015 e 2016, que foram de US\$52,27 e US\$43,57, respectivamente, são expressão dessa nova realidade de preços baixos da indústria.

Estoques

Se uma das principais causas da queda de preços, iniciada em julho de 2014, estava relacionada à percepção de um desequilíbrio na relação oferta/demanda, o que abrangia tanto o aumento real do nível dos estoques como a expectativa de que estes continuassem aumentando nos anos seguintes, a forma como a relação entre a oferta e demanda evoluiu veio confirmar aquela percepção.

Enquanto a demanda apresentava um comportamento relativamente estável, o que decorria do quadro mundial de estagnação econômica e da desaceleração do crescimento da China, o tipo de resposta dos produtores à queda dos preços, que será discutido mais adiante, fez com que o nível de produção se situasse acima do nível da demanda na maior parte do período compreendido entre 2014 e 2017, conforme demonstrado no Gráfico 10, que também apresenta o balanço entre a produção e a demanda na forma dos eventuais déficits ou dos volumes excedentes de produção, que se acumulam ano a ano (eixo da direita).

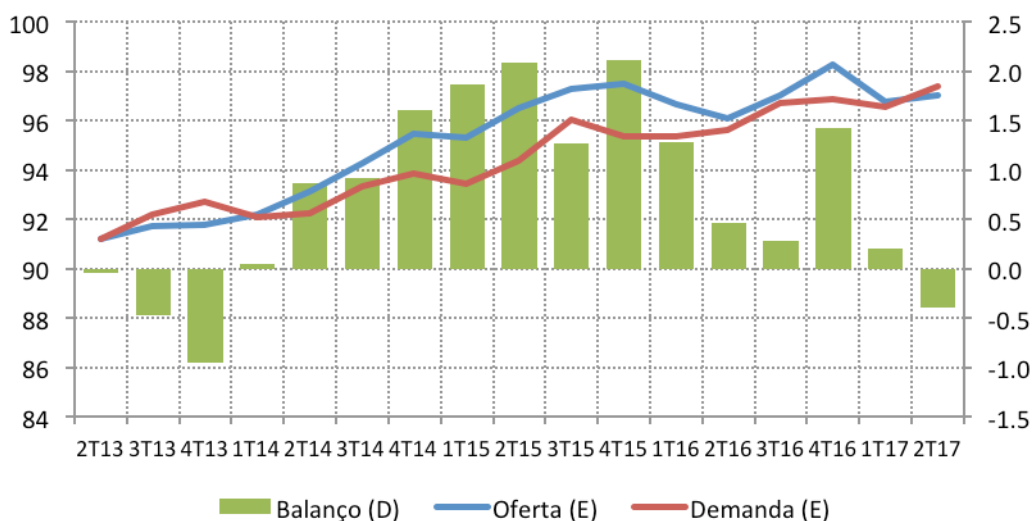


Gráfico 10: Produção e demanda média trimestral de petróleo bruto e balanço trimestral 2T2013/2T2017 - MMbbl/d - Fonte: elaboração própria; dados da IEA (2017b).

Os volumes excedentes destacados no Gráfico 10 estão refletidos, em parte, nos volumes adicionados aos estoques de petróleo bruto da OCDE, os quais estão indicados no Gráfico 11, com destaque para a variação do estoque a cada mês em relação ao estoque apurado em janeiro de 2014, que indica um acréscimo no estoque total igual ou superior a 200 milhões de barris de março de 2015 em diante.

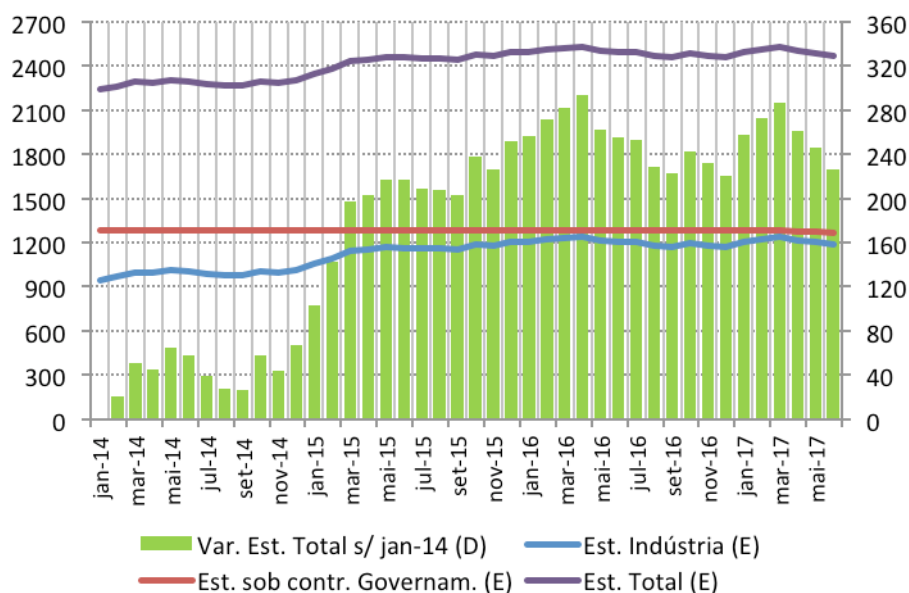


Gráfico 11: Estoque Total mensal de petróleo bruto da OCDE⁹ e variação Est. Total s/ jan-2014 jan-14/jun-17 - MMbbl - Fonte: elaboração própria; dados da IEA (2017b).

Oferta

A produção manteve a trajetória de crescimento, mas isso ocorreu em um quadro de queda dos preços, o que implicou em menor fluxo de caixa e consequente redução dos investimentos, em termos absolutos. Essa persistência da trajetória de crescimento se deveu tanto à capacidade de redução de custos, no caso do *tight oil*, como à continuidade de projetos convencionais, de maior porte, que já contavam com uma boa parte dos investimentos iniciados antes da mudança do cenário da indústria. As respostas dos produtores de *tight oil* e dos produtores de petróleo convencional, embora

⁹ Estoque na indústria: A OCDE classifica como “estoques” os estoques primários do território nacional em terra (excluindo os estoques de utilidade - serviços públicos - e incluindo o estoque de gasodutos e entrepostos, quando conhecidos) que são aqueles mantidos pela indústria para atender aos compromissos de reserva da AIE, da UE e de emergência nacional, sujeitos ao controle governamental em emergências. Estoque sob controle do governo: Inclui estoques de propriedade do governo e estoques de organizações controladoras de estoques mantidos para fins de emergência. Estoque Total = Estoque na Indústria + Estoque sob controle Governamental (IEA, 2017b).

com diferenças relacionadas às características específicas desses dois segmentos da indústria, sinalizavam para um aumento da oferta no médio prazo.

Tight oil

Boa parte do sucesso da produção de *tight oil* e da forte expansão recente dessa indústria, antes ainda da queda dos preços em 2014, pode ser creditada à capacidade demonstrada de contínuo crescimento da produtividade que, entre 2007 e 2014, foi em média de 30% ao ano. Isso se explica pelo fato de a tecnologia do fraturamento hidráulico reunir características de um processo padronizado e repetido, que se aproxima de um “processo de fabricação”: As mesmas plataformas são usadas para perfurar múltiplos poços usando os mesmos processos em locais similares (DALE, 2015). A questão a definir é qual seria o potencial desse “processo de fabricação” para, com base em incrementos tecnológicos sucessivos, obter reduções contínuas dos custos de produção¹⁰.

Mais ainda, a produção não convencional apresenta características operacionais singulares que estão associadas ao nível relativamente reduzido de investimentos que é exigido para dar início à produção e ao período de tempo relativamente curto entre a decisão de investir e o início efetivo da produção, que é contado em semanas – tempo necessário para a perfuração e completação de um poço - características essas que a distanciam da produção convencional que, contrariamente, exige grandes volumes de investimentos e longos períodos até que um campo esteja em condições de produzir: na maior parte dos casos, o intervalo de tempo entre a decisão de investir em um campo particular até o momento que ele comece a produzir petróleo pode ser contado em vários anos, a depender do porte e da complexidade do projeto, mas, uma vez que a produção tenha início, ela tende a se estender por muitos anos.

Outra diferença importante é que a vida de um poço de *tight oil* é muito mais curta do que a de um poço convencional, com uma taxa de declínio da produção muito mais acentuada, aproximando-se de 75% ao final do primeiro ano, o que significa que a manutenção dos níveis de produção exige a perfuração contínua de novos poços (Gráfico 12) (DALE, 2015).

¹⁰ A especulação do autor do artigo quanto à possibilidade de que processos repetidos e padronizados, espelhados na produção de *tight oil*, venham a ser aplicados à produção convencional mostra-se muito distante da realidade ao não considerar as grandes diferenças existentes entre os processos relacionados a cada um desses tipos de produção e a variabilidade das condições presentes nos empreendimentos de produção convencional, em especial no ambiente *offshore*.

Sample well production profile

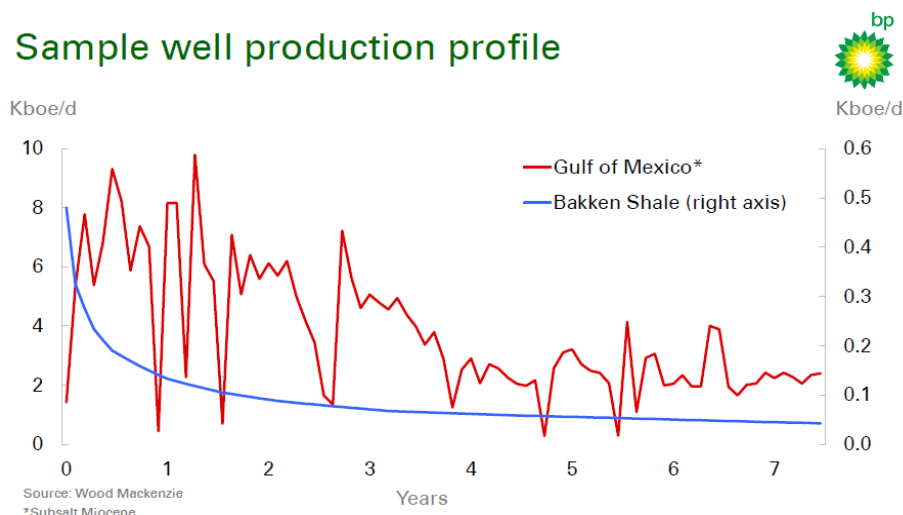


Gráfico 12: Comparação entre a produtividade e a taxa de declínio entre um poço de produção convencional e um poço de produção de tight oil – Mboe/d (DALE, 2015).

Tem-se, assim, que a correlação entre investimento e início da produção é muito mais estreita e imediata no caso do *tight oil*; as decisões de investimento influenciam a produção muito mais rapidamente; e os níveis de produção tendem a cair muito mais rapidamente, a menos que seja mantido o investimento na perfuração de novos poços.

Ou seja, na produção não convencional inverte-se a relação entre custo fixo e custo variável, com um maior peso deste último: o custo operacional na produção de *tight oil* - custo variável associado à produção de um barril de petróleo – representa uma proporção relativamente alta dos custos totais. Em contrapartida, os empreendimentos convencionais tendem a ter um componente de investimento fixo significativo, por exemplo, sob a forma de plataformas e demais instalações de produção. Esses custos irrecuperáveis significam que o custo variável de produção de um barril de óleo extra é materialmente inferior ao custo total, amortecendo a capacidade de resposta do fornecimento convencional no curto prazo (DALE, 2015)¹¹.

Dessas características descritas pode-se extrair a conclusão de que, no curto prazo, a produção de *tight oil* apresentaria uma maior capacidade de resposta às mudanças de preços comparativamente àquela que poderia ser dada pela produção de petróleo convencional, decorrendo daí a expectativa de que diante de uma queda dos preços haveria uma redução da produção que, mais à frente, se ajustaria diante de uma

¹¹ Uma avaliação conclusiva sobre as possíveis vantagens de um ou de outro processo de produção deve ter como referência o valor unitário do custo fixo, ou seja, a razão entre o custo fixo total e o volume total produzido segundo cada “unidade de produção”, o que expressa, com maior precisão, a diferença do custo final entre a produção de *tight oil* e a produção convencional. No caso, embora o custo de cada poço produtor de *tight oil* seja relativamente reduzido, este método de produção, de uma maneira geral, apresenta um custo unitário de produção mais elevado relativamente àquele apurado na produção convencional.

possível recuperação dos preços. Atribui-se, assim, à produção de *tight oil* a possibilidade de que esta atuasse para diminuir a volatilidade de preços, funcionando como uma espécie de “amortecedor para o mercado mundial de petróleo” (DALE, 2015).

No entanto, essa avaliação desconsidera, entre outros aspectos, que a participação relativa do *tight oil* no mercado mundial de petróleo – menos de 5% do volume total de produção – não tem peso suficiente para determinar a dinâmica dos preços, além do que a decantada “flexibilidade” do *tight oil*, se colocada em prática em resposta às flutuações do mercado, implicaria, também, para esse segmento da indústria, em uma perda de participação no mercado que, dificilmente, seria recuperável.

Mas as empresas de *tight oil* contrariaram as expectativas quanto a uma possível redução da produção como estratégia para estabilização dos preços do petróleo. Diante da necessidade de fazerem frente aos compromissos financeiros assumidos para que pudessem expandir a produção no momento anterior, as empresas produtoras de *tight oil*, pelo contrário, ampliaram seus níveis de produção mesmo depois da queda dos preços, contribuindo, assim, para que a trajetória de queda se acentuasse ainda mais. O que se verificou, assim, não foi uma redução da produção, mas, apenas, um abrandamento no ritmo de crescimento, o qual persistiu mesmo no cenário de preços baixos.

Mas, no período inicial da queda dos preços, ainda persistiam as incertezas sobre como se comportaria a produção de *tight oil*, conforme fica evidente tanto na previsão de declínio imediato da produção como na dúvida expressa quanto à possibilidade de que os níveis de produção alcançados pelo *tight oil* perdurassem em um cenário de preços baixos:

O petróleo de xisto americano tornou-se um novo fator decisivo no mercado mundial de petróleo de uma forma que não podia ser imaginada cinco anos antes, mas há dúvidas sobre se esse impacto perdurará em um mundo de preços baixos. [...] Os produtores terão que trabalhar pesadamente para incrementar a eficiência e diminuir os custos, mas, de imediato, a produção tende a declinar, o que deverá ocorrer também em outras regiões produtoras ao redor do mundo. (YERGIN, 2015) (grifo nosso)

A resposta dos produtores de *tight oil* não poderia ignorar a necessidade de reduzir substancialmente os investimentos, como forma de se adequar tanto à queda das receitas, como às restrições para acesso a novos financiamentos. Um indicador da redução dos investimentos foi a drástica redução do número de sondas em atividade,

que caiu de um total de 1929, em setembro de 2014, para um total de apenas 408, em maio de 2016 (Gráfico 13).

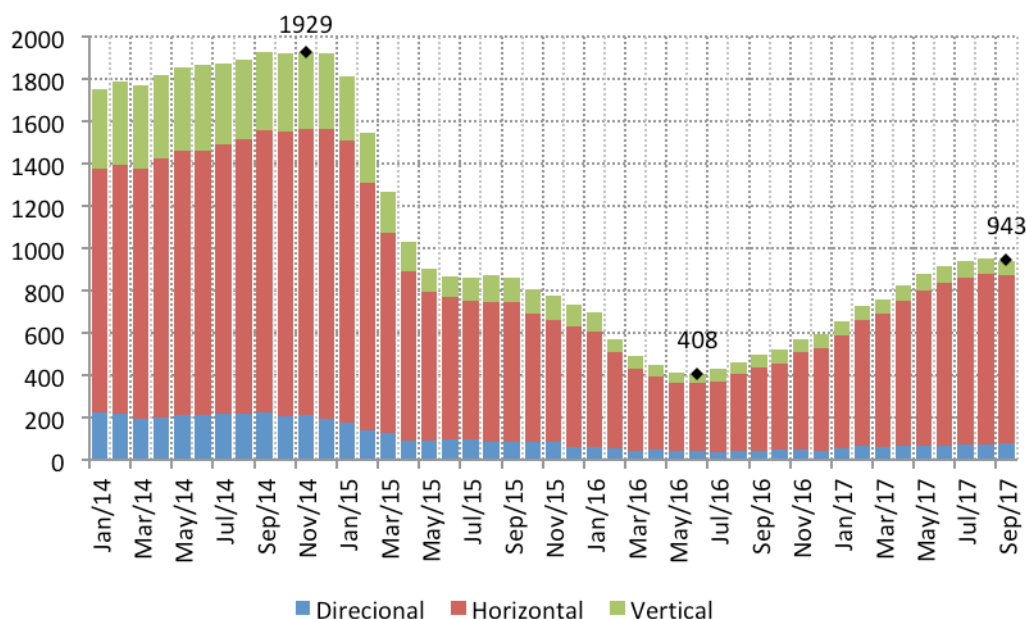


Gráfico 13: Número de sondas de perfuração em operação nos EUA - jan-2014 / ago-2017
 Fonte: elaboração própria; dados da Baker Hughes (2017).

Mas, ainda com essa redução do número de sondas, a produção de *tight oil* manteve uma curva ascendente até abril de 2015, o que, no primeiro momento, deveu-se aos investimentos já realizados ou programados no período inicial da queda dos preços e, também, à própria defasagem temporal que existe entre a redução dos investimentos e o seu impacto efetivo na produção.

No entanto, o aspecto mais importante para o aumento da produção do *tight oil* em um ambiente restritivo foram o ajuste promovido na seleção de áreas, que passou a priorizar as áreas mais promissoras das bacias petrolíferas, e a adoção de novas tecnologias na perfuração e completação dos poços e no processo de fraturamento hidráulico, que contribuíram para aumentar o volume de produção inicial e a produtividade média dos poços produtores, resultando em redução de custos e ganhos de eficiência (RECENT TRENDS, 2015). O resultado desse processo está expresso no Gráfico 14, que indica reduções superiores a 50%, obtidas entre 2013 e 2016 nas principais áreas de produção de *tight oil*, nos preços de equilíbrio de perfuração e completação de poços (*wellhead break-even price*)¹².

¹² Embora seja considerado, frequentemente, o preço de equilíbrio “bruto” ou “inicial”, o preço de equilíbrio de perfuração e completação de poços não representa o preço de equilíbrio real para as

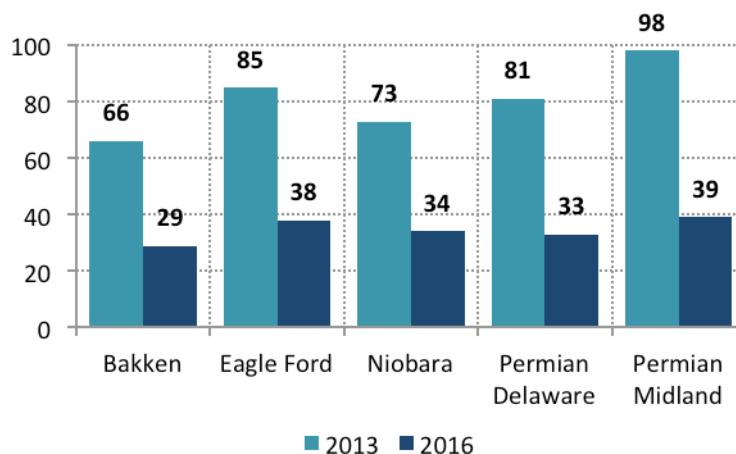
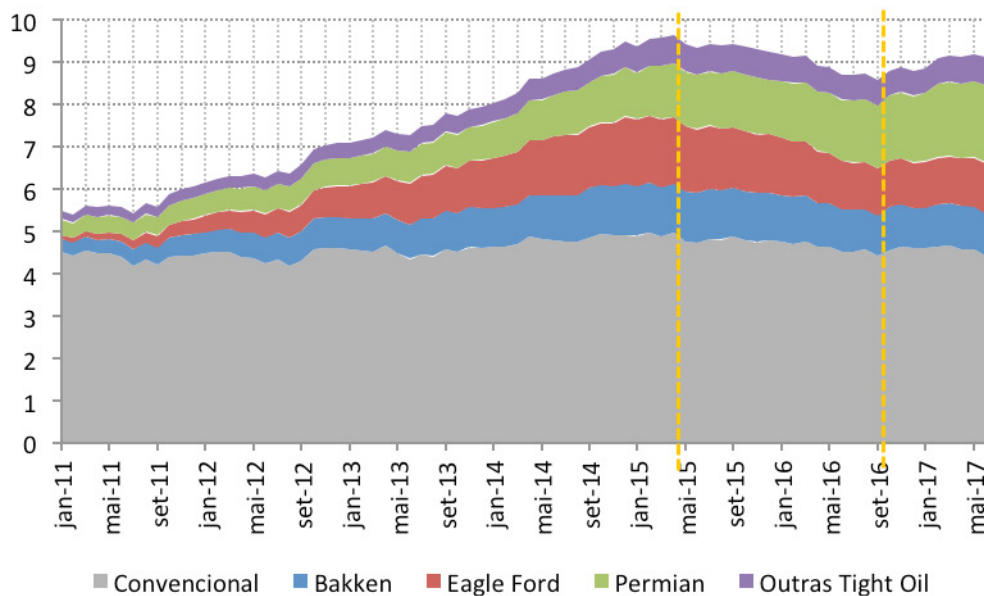


Gráfico 14: Evolução dos preços de equilíbrio de poços para as principais áreas de *shale* – 2013 e 2016 (US\$/bbl) - Fonte: elaboração própria; dados de MLADA (2017).

A produção média mensal de *tight oil* cresceu de forma ininterrupta até alcançar o recorde de 4.700 Mbbl/d, em março/2015, quando representava praticamente 50% da produção de petróleo total dos EUA. A partir desse ponto iniciou-se um período de leve declínio que se prolongou até quase o final de 2016. A produção média anual alcançou 4.581 Mbbl/d, em 2015, um crescimento de quase 600 mb/d ante o ano anterior. Em 2016, a produção média anual experimentou uma leve redução em relação ao ano anterior, com um total de 4.248 Mbbl/d¹³ (Gráfico 15).



empresas produtoras de *tight oil*, sendo necessário computar, adicionalmente, os custos das instalações, entre outros (MLADA, 2017).

¹³ Pode-se inferir a dimensão dos ganhos de produtividade ao confrontarmos esses dados relativos à produção com os dados já comentados relativos à redução do número de sondas e à consequente redução do número de novos poços.

Gráfico 15: Produção média mensal de petróleo nos EUA - Tight Oil e convencional jan-2011/jun-2017 – MMbbl/d – Fonte: elaboração própria; dados do EIA (2017b).

Petróleo convencional

A produção de petróleo convencional apresentou uma trajetória de crescimento mesmo após a queda dos preços. O Gráfico 16 apresenta a produção média anual no período 2013 até 2017 (neste caso, até o 2º trimestre), segundo os diferentes blocos de produtores (OCDE, Não-OCDE e OPEP), com a exclusão, na parcela de produção da OCDE, do volume de produção correspondente ao *tight oil*. Pode-se verificar que a produção mantém-se estável no bloco Não-OCDE e apresenta um pequeno aumento no bloco OCDE sem *tight oil*, embora ocorram compensações, internamente a cada bloco, entre os países que registram um aumento da produção e outros em que esta apresenta um declínio. O destaque recai para o bloco da OPEP que apresentou um aumento da produção superior a 2.000 mb/d, com contribuições mais expressivas da Arábia Saudita e do Irã, com incremento superior a 800 mb/d, e do Iraque, que acrescentou 400 mb/d ao volume total produzido. Assim, o incremento da produção convencional total, que passou de 84,5 MMbbl/d, em 2013 para 87,8 MMbbl/d, em 2017, deve-se, praticamente, ao aumento observado no bloco da OPEP. (Gráfico 16).

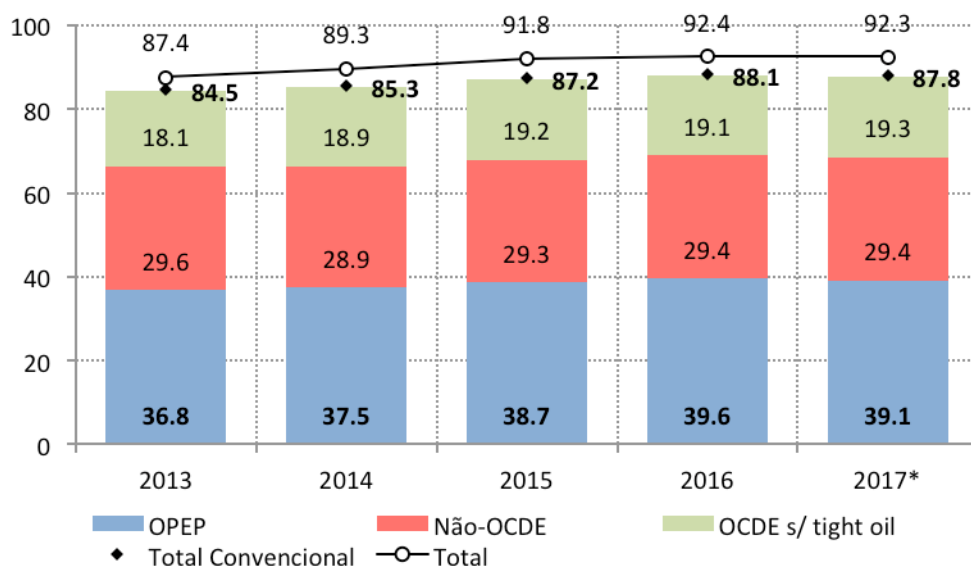


Gráfico 16: Produção média anual mundial de petróleo convencional – 2013-2017* (até 2º trim.) MMbbl/d - Fonte: elaboração própria; dados da IEA (2017b)¹⁴ e EIA (2017b)¹⁵.

¹⁴ Nos dados de produção divulgados pela IEA, foram desconsiderados aqueles relativos aos volumes relativos aos ganhos de processamento e à produção de biocombustíveis.

¹⁵ Na produção da OCDE foi excluída a produção relativa ao *tight oil* dos EUA. Os valores da produção “Total” consideram a reincorporação dessa parcela.

Esse resultado positivo da produção convencional, até certo ponto surpreendente, considerando o cenário de queda dos preços, deveu-se à estabilidade dos níveis de produção nos campos já desenvolvidos, nos quais os custos marginais da produção excedente são relativamente reduzidos, além da manutenção dos investimentos em empreendimentos que já se encontravam em fase de implantação quando a curva descendente dos preços teve início, conforme já comentado.

Essa dinâmica, que é peculiar da produção de petróleo convencional, indica a possibilidade de mudanças pouco significativas no curto e médio prazos. Mas, diante do corte de investimentos que afetou a indústria como um todo e que levou ao cancelamento ou adiamento de diversos empreendimentos de petróleo convencional, a expectativa é de que, mantido o novo patamar de preços, a produção estabilize-se no longo prazo, a depender do maior ou menor sucesso de iniciativas voltadas para a redução dos custos, que poderiam influir positivamente na reavaliação da viabilidade econômica de determinados empreendimentos abandonados temporariamente.

Acordo de redução da produção da OPEP e Rússia

Conforme demonstrado no Gráfico 16, a produção mundial de petróleo manteve uma curva ascendente mesmo após a queda dos preços iniciada em julho de 2014, o que contribuiu tanto para incrementar ainda mais os níveis de estoque, como para reforçar a tendência de redução dos preços ou de estabilização destes em um novo patamar muito inferior aquele verificado entre 2011 e 2014.

A variação do volume total de estoque médio mensal da OCDE sobre o estoque médio de janeiro de 2014, que se manteve na faixa de 200 milhões de barris a partir de março de 2015, mudou de faixa a partir do final deste ano, passando a oscilar em torno de 250 MMbbl (Gráfico 11), uma sinalização de persistência e agravamento do quadro de superoferta que motivara a queda dos preços.

Assim, em pouco tempo se dissipou a expectativa inicial, de que os preços retomariam os níveis que vigoraram em anos anteriores, logo substituída pela preocupação de que a redução dos preços fosse estancada em um nível que não inviabilizasse as atividades de exploração e produção nas províncias petrolíferas que apresentam maior custo de extração (como é o caso dos reservatórios de águas profundas, dos depósitos de areais betuminosas e mesmo do *tight oil*) ou, então, não agravasse o desequilíbrio fiscal dos principais países exportadores, fortemente

dependentes das receitas provenientes da produção de petróleo. No caso destes últimos, o principal problema com um nível reduzido de preços não está relacionado à necessidade de fazer frente aos custos de extração que, em geral, são baixos, mas sim à severa perda de receitas, que acaba por afetar os investimentos relacionados ao atendimento das inúmeras demandas sociais internas, o que, potencialmente, representa um elemento de instabilidade política desses países.

A estabilização dos preços em níveis bastante reduzidos demonstrou que essas preocupações possuíam fundamento: Depois de atingir o “fundo do poço”, em janeiro de 2016, os preços do petróleo apresentaram uma recuperação nos meses seguintes, mas se mantendo em uma faixa inferior a US\$50/bbl. O balanço que se podia fazer de um período que já se prolongava por quase dois anos, desde que os preços situaram-se pela primeira vez abaixo de US\$60/bbl, em dezembro de 2014, era que o desequilíbrio entre a oferta e a demanda não havia se alterado, apresentando, na verdade, sinais de agravamento.

Uma síntese do quadro existente na indústria de petróleo, no final de 2016, indica que a produção de *tight oil* teve uma trajetória ascendente até março de 2015 e, desde então, experimentou um declínio apenas moderado e, mesmo assim, atenuado pelo fato de partir de um patamar inicial muito elevado: entre julho de 2014 e março de 2015 foi adicionado um volume médio mensal de 700 Mbbbl/d à produção de *tight oil*, que alcançou 4.700 Mbbbl/d naquele mês. Enquanto isso, a redução de produção total registrada até setembro de 2016 foi de 570 Mbbbl/d, ou seja, um volume inferior ao que fora acrescido no período precedente. Ao mesmo tempo, a produção de petróleo dos países membros da OPEP registrou um incremento real entre 2014 e 2016, com a adição de um volume de produção total de 2.000 Mbbbl/d proveniente apenas da Arábia Saudita, do Irã e do Iraque. Com esses resultados, a percepção de que o mundo estava “inundado de petróleo” não representava uma mera figura de retórica.

Considerando esse pano de fundo, e com base no diagnóstico de que o desequilíbrio entre a oferta e a demanda comprometia os investimentos necessários para compensar a depleção natural dos reservatórios e para “garantir a segurança dos produtores”, e, também, em considerações sobre a existência de “ameaças às economias das nações produtoras” ou sobre o “comprometimento da segurança energética”, o Conselho de Ministros da OPEP resolveu atuar para “restaurar o balanço entre a oferta e a demanda de petróleo”, em particular para a “redução do excesso de estoques”, ao passo que reafirmava o seu compromisso com “mercados estáveis”, os “interesses

mútuos das nações produtoras”, o “fornecimento eficiente, econômico e seguro aos consumidores” e o “retorno justo sobre o capital investido” (OPEC, 2016).

Assim, em 30 de novembro de 2016, enaltecendo o “diálogo e a cooperação entre os países produtores como o caminho a seguir para uma ação e implementação coesa, crível e efetiva”, e de acordo com os “princípios de boa fé”, os países membros da OPEP subscreveram um Acordo, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2017, para redução de sua produção em cerca de 1.200 Mbbl/d, tendo como referência a produção apurada em outubro de 2016, estabelecendo, ainda, um limite máximo de produção de 32.500 Mbbl/d, abrangendo o conjunto de países membros. Foi definida uma duração de seis meses para o Acordo, prorrogável por mais seis meses, o que dependeria de uma avaliação das “condições de mercado e das perspectivas vigentes” após transcorrido o prazo fixado.

O Acordo estabeleceu os limites de produção de cada país membro, cabendo, por exemplo, cortes de produção de 486 Mbbl/d, 210 Mbbl/d e 139 Mbbl/d para a Arábia Saudita, o Iraque e os Emirados Árabes Unidos, respectivamente, enquanto o Irã ficou autorizado a expandir sua produção em 90 Mbbl/d e a Líbia e a Nigéria, em função de já terem a sua produção restringida em função de conflitos internos, ficaram isentos de quaisquer limites de produção.

De uma forma inédita, o Acordo abrangeu a participação de países não membros da OPEP, liderados pela Rússia, que se comprometeu a reduzir a sua produção em 300 Mbbl/d, cabendo outra cota de 300 Mbbl/d aos demais países também comprometidos com o Acordo (México, Cazaquistão, Malásia etc.).

Assim, com suas receitas seriamente afetadas, os principais países exportadores resolveram aplicar, em novembro de 2016, o mesmo remédio que haviam recusado em novembro de 2014. A estratégia adotada para a recuperação das receitas baseava-se na tentativa de reverter ou, pelo menos, atenuar o regime de preços baixos, que já vigorava por dois anos, mediante o restabelecimento de um equilíbrio entre a oferta e a demanda. Esse regime já cumprira o papel de reduzir a pressão pelo lado da oferta, no médio e longo prazo, por parte dos produtores de alto custo, ao obrigar que estes descontinuassem diversos projetos que demandavam grandes volumes de investimentos e longo tempo de maturação.

Mas, ainda assim, o eventual sucesso da estratégia da OPEP estava cercado por algumas incertezas, pois havia o risco latente de que os limites de produção estabelecidos fossem desrespeitados pelos signatários do Acordo, risco esse que era

acentuado pela competição existente entre os próprios países membros da OPEP, expressa principalmente na estratégia agressiva do Iraque para aumentar sua participação no mercado e na reivindicação do Irã de retomar os níveis de produção praticados antes do embargo econômico imposto pelos EUA. Além disso, o fato de a Líbia e a Nigéria estarem desobrigadas de qualquer limite de produção poderia atuar contra os objetivos do Acordo, na medida em que um possível incremento da produção nesses dois países anularia parte do esforço dos demais países para reduzir a oferta de petróleo no mercado mundial.

Entretanto, a maior incógnita estava relacionada à resposta que seria dada pelos produtores de *tight oil* a uma possível elevação de preços que resultasse do corte de produção promovido pela OPEP, considerando, em especial, o progresso substantivo alcançado por esse segmento do mercado em termos de redução de custos já no recente regime de preços baixos.

No mês em que foi assinado o Acordo, os preços apresentaram uma inflexão negativa, o que está relacionado ao ceticismo que antecedeu à reunião da OPEP no que se referia à possibilidade de que fosse firmado, de fato, um Acordo para redução da produção. Mas, logo depois de este ter se confirmado, os preços do petróleo ultrapassaram a barreira de US\$50/bbl em dezembro de 2016, aumentando por três meses consecutivos até alcançar US\$56,1/bbl em fevereiro de 2017, o que representou um forte movimento de recuperação, pelo menos naqueles meses iniciais de vigência do Acordo. A partir de março de 2017, alternando altas e baixas, os preços do petróleo voltaram a ser cotados abaixo de US\$50/bbl nos meses de junho e de julho (Gráfico 17), após o que voltariam a oscilar positivamente, nos meses seguintes, em função da expectativa de que houvesse uma nova prorrogação do acordo para o corte de produção, além da existência de sinais que apontavam para uma redução do nível dos estoques.

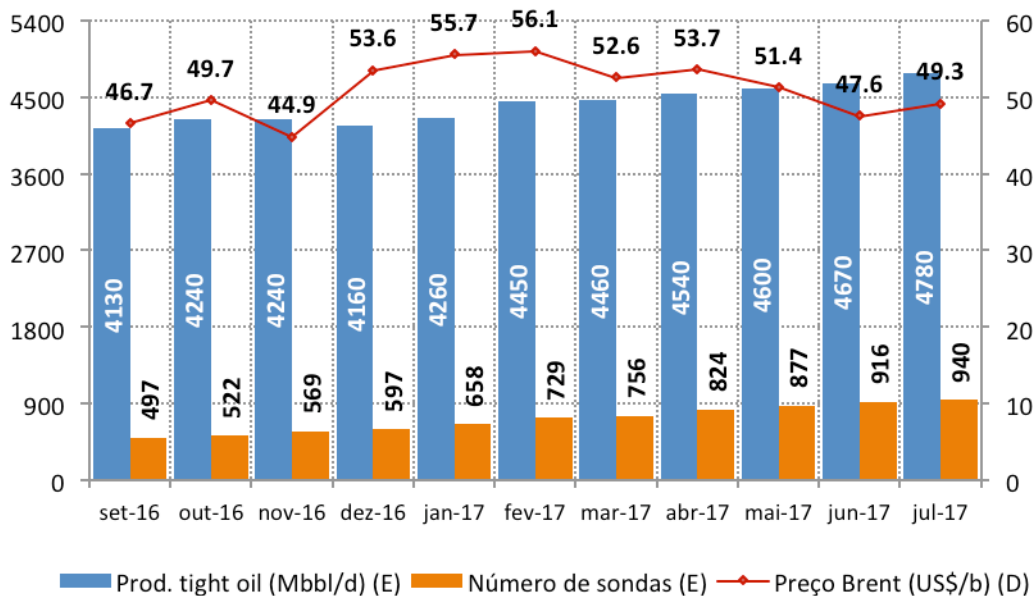


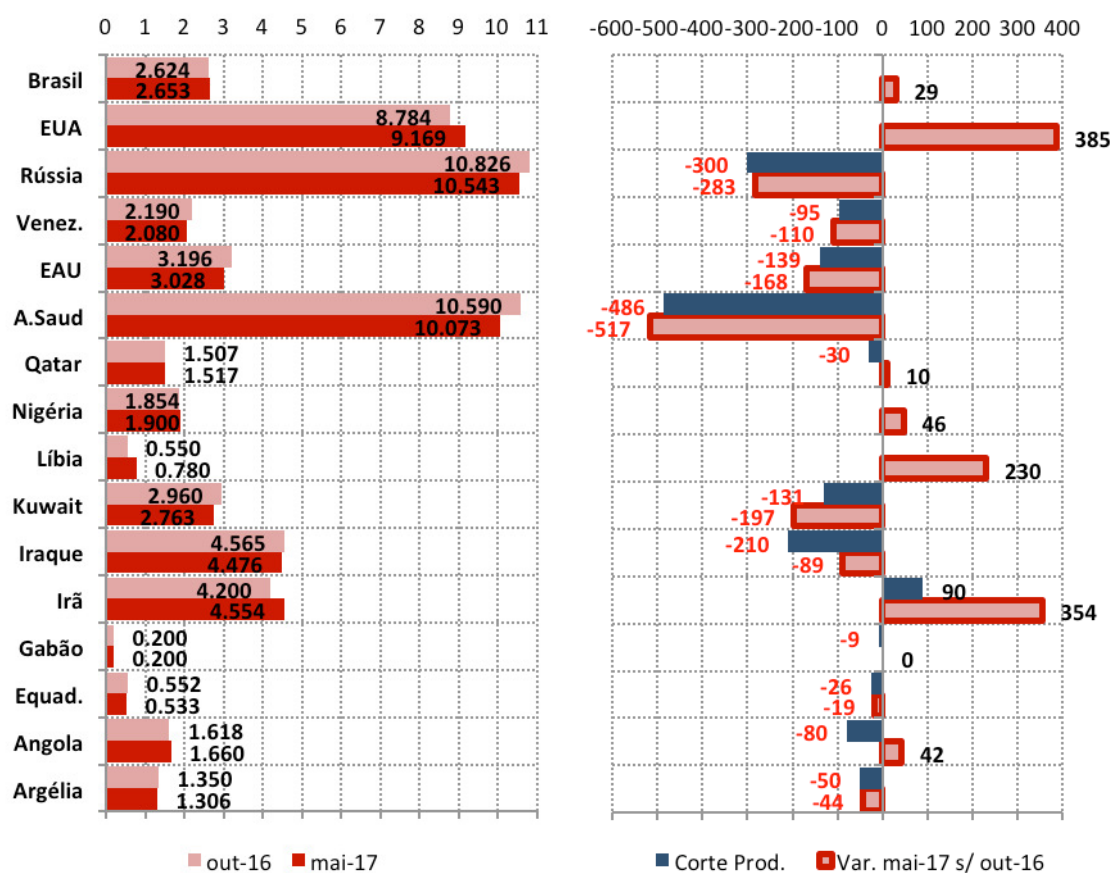
Gráfico 17: Produção média mensal de tight oil (Mbbbl/d), Número de sondas mensal e Preço médio mensal do Brent (US\$/bbl) - Fonte: elab. própria; dados da ANP (2016c), Baker Hughes (2017) e EIA (2017b).

Essa flutuação dos preços acompanhava o movimento da produção e, em especial, do nível de estoques, o qual, mesmo apresentando uma tendência declinante, a partir de março de 2017, registrou, em junho de 2017, valores semelhantes ao registrado em setembro de 2016 (ver Gráfico 11), o que demonstra que o pretendido reequilíbrio entre oferta e demanda estava cercado, ainda, por um alto grau de dificuldades e incertezas. Esse comportamento do nível de estoques, por sua vez, era o resultado do balanço entre a redução efetiva da produção que resultara do cumprimento, mesmo parcial, do Acordo de redução da produção da OPEP, Rússia e outros países, e o simultâneo aumento da produção de *tight oil*.

No que se refere à produção de *tight oil*, já havia registro de um crescimento moderado do número de sondas de julho de 2016 em diante (ver Gráfico 13), que se manteve e teve seu ritmo intensificado no período compreendido entre setembro de 2016 e julho de 2017. A partir de outubro de 2016, a inclinação da curva de produção alterou-se, passando a registrar um aumento da produção (com uma inflexão negativa em dezembro de 2016), o que coincidiu com o estímulo adicional representado pela elevação dos preços. Isso fez com que, no curto período de nove meses, em julho de 2017, a produção de *tight oil* batesse novos recordes e recuperasse uma parcela de 650 Mbbbl/d, equivalente à redução que fora registrada entre março de 2015 e setembro de 2016 (Gráfico 17; ver também Gráfico 15).

Em contraste, a produção média anual da OPEP registrou uma redução entre 2016 e 2017, passando de 39,6 MMbbl/d para 39,1 MMbbl/d, o que repercutiu no resultado da produção convencional total, que apresentou uma redução de 88,1 MMbbl/d para 87,8 MMbbl/d no mesmo período (Gráfico 16). A resposta dos países da OPEP ao corte de produção pode ser mais bem avaliada com base no Gráfico 18a e no Gráfico 18b, que apresentam uma comparação entre a produção média mensal de petróleo nos meses de outubro de 2016 e de maio de 2017, para o grupo de países signatários do Acordo, e fazem o registro da variação da produção apurada nesses dois meses com as respectivas cotas definidas no Acordo da OPEP.

Pode-se verificar, em linhas gerais, os diferentes efeitos produzidos após o Acordo da OPEP: o cumprimento das cotas de produção pela Arábia Saudita, Kuwait, Rússia etc. e seu descumprimento pelo Iraque; o acréscimo da produção do Irã acima do limite estabelecido; o crescimento da produção da Líbia e da Nigéria. Os gráficos incluem, também, para fins de comparação, os dados de produção dos EUA, que registram um crescimento significativo da produção¹⁶, e do Brasil.



¹⁶ O valor registrado é inferior ao antes comentado por se referir à diferença entre os meses de maio/2017 e setembro/2016 e, também, à produção total – convencional e *tight oil*.

Gráfico 18a: Produção média mensal de petróleo países OPEP em out-2016 e mai-2017 (MMbbl/d) Gráfico 18b: Variação prod. mai-17 s/ out-16 e comparação c/ corte produção (Mbbl/d)
Fonte: elaboração própria; dados da EIA (2017c), OPEC (2016) e ANP (2017)¹⁷

Em maio de 2017, já em um cenário de oscilação negativa dos preços, os países membros da OPEP, contando com o apoio de países não membros da OPEP liderados pela Rússia, decidiram estender o prazo original previsto, de seis meses, que se encerraria em junho de 2017, prolongando os cortes na produção por mais nove meses, até março de 2018. Com essa iniciativa, a OPEP reiterou o compromisso com o corte da produção, procurando emitir sinais de estabilidade para os agentes do mercado de petróleo. Entretanto, isso se demonstrou insuficiente para influenciar uma nova elevação de preços, como aquela verificada em dezembro de 2016.

Uma tendência possível, nesse cenário, é que não ocorram grandes oscilações de preços no curto de prazo, à medida que os limites de produção continuem sendo observados e que a produção de *tight oil* se estabilize ou apresente um aumento moderado, até pelo fato de não contar com novos estímulos de preços¹⁸. Confirmando-se essa tendência, pode-se afirmar que a estratégia da OPEP, pelo menos em parte, obteve êxito, pois embora o aumento dos preços tenha produzido um efeito indesejado, porém previsto, de proporcionar um fôlego extra para os produtores de *tight oil*, os países do bloco também foram beneficiados por um aumento médio dos preços superior a 10% ante um corte de produção inferior a 5%, resultando em um aumento efetivo de suas receitas, ainda que de pequenas proporções.

Mas essa relativa “estabilidade” dos preços está fortemente ancorada na perspectiva de que o acordo de redução da produção seja prorrogado, conforme previsão do Morgan Stanley, divulgada logo após a prorrogação do Acordo, de que “quando o acordo acabar, e isso coincidirá com um forte crescimento da produção de xisto, o mercado aparecerá novamente em sobreoferta”¹⁹. Aliás, essa percepção produziu um claro movimento de bancos e instituições financeiras, entre os quais o próprio Morgan

¹⁷ Foram considerados os níveis de produção divulgados pela EIA para os dois meses, havendo diferenças em relação aos valores divulgados pela OPEP para o mês de outubro. Para o Brasil foram considerados os valores divulgados pela ANP. Os valores da meta de corte de produção considerados são os estabelecidos pela OPEP.

¹⁸ Cabe observar que um possível aumento da produção de *tight oil* não depende apenas de ganhos de produtividade e de eficiência, considerando-se que estes fatores não são suficientes para garantir o equilíbrio do fluxo de caixa em um quadro de receitas reduzidas, o que mantém a tendência de forte endividamento das empresas produtoras de *tight oil*, fator que aparece como provável limitador para o crescimento desse setor da indústria.

¹⁹ MORGAN, 2017.

Stanley, no sentido de reduzir suas projeções de preços do petróleo para dezembro de 2017 e para 2018, muitas delas situadas antes em níveis superiores a US\$55/bbl.

Agências oficiais, como o EIA e a IEA, também fizeram projeções de que os preços se elevariam de forma moderada em 2017 e 2018, sem condicioná-las à manutenção do acordo de redução da produção pela OPEP e sem apresentar uma estimativa mais precisa sobre qual seria o limite para o crescimento da produção de *tight oil*. A possibilidade de que essas projeções não se confirmem, ou seja, que os preços mantenham-se estáveis ou se reduzam, pode ter como consequência um processo mais acentuado de “quebra” das empresas, o que forçaria uma redução da oferta até o ponto em que haja, eventualmente, uma estabilização dos preços, o que, em termos práticos, representa o adiamento, para um horizonte indefinido, da expectativa de “retomada” da indústria. Com essa expectativa de uma menor produção no médio e longo prazo, a possibilidade de que os produtores de mais altos custos (“não-OPEP”, mas com produção convencional, como águas profundas e outros) retomem o ritmo de atividade anterior à contração provocada pela queda dos preços está condicionada à capacidade que estes demonstrem para promover uma redução severa dos seus custos, de investimento e operacionais, de forma a alcançarem um preço de equilíbrio (*breakeven price*) compatível com a nova realidade de preços baixos do mercado mundial de petróleo.

Investimento²⁰, financiamento e grau de endividamento das empresas

O novo quadro criado desde a queda dos preços do petróleo, em julho de 2014, teve consequência uma diminuição no ritmo das atividades de exploração e produção, levando à reconfiguração, adiamento ou cancelamento de diversos projetos, em especial aqueles exigem um maior aporte de recursos e um maior tempo de maturação. Diante dessa diminuição do ritmo de atividades e do comprometimento de suas receitas, as empresas passaram a dar maior ênfase à redução dos custos, como forma de buscar um novo equilíbrio entre suas receitas e despesas e, portanto, minimizar o impacto sobre a rentabilidade dos empreendimentos, o que foi acompanhado, também, por uma redução dos custos dos bens e serviços fornecidos pelas empresas para-petrolíferas.

Assim, verificou-se, em 2015 e 2016, uma acentuada redução dos níveis de investimentos, que é expressão da redução tanto do ritmo das atividades de perfuração e

²⁰ Os dados sobre investimentos no upstream de petróleo e gás natural basearam-se nas edições de 2016 e 2017 do *World Energy Investment*, publicação da IEA.

de outras que são inerentes a essa indústria, como da redução dos próprios custos unitários dos investimentos.

Os investimentos globais no setor de upstream de petróleo e gás natural, em 2016, atingiram US\$ 434 bilhões, o nível mais baixo registrado desde 2007, representando uma queda de 26% ante o ano anterior (US\$ 583 bilhões) e uma queda acumulada de 44% em relação ao pico de investimentos registrado em 2014, equivalente a US\$ 779 bilhões (Gráfico 19).

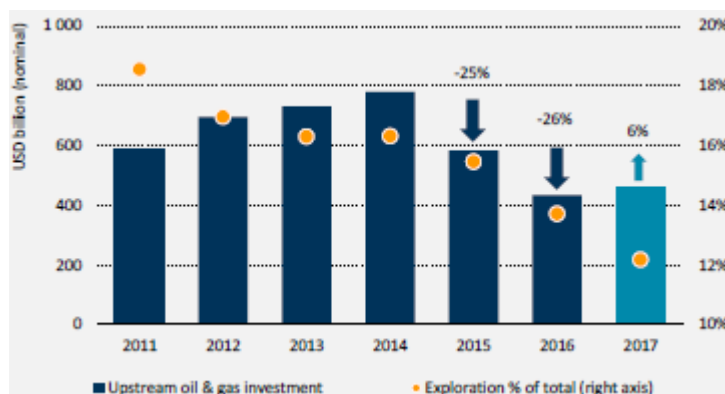


Gráfico 19: Investimento mundial no upstream de petróleo e gás natural - Fonte: IEA (2017a)

Essa foi a primeira vez, desde a crise dos preços do petróleo, em 1986, em que há registro de declínio dos investimentos no upstream por dois anos consecutivos. A redução de US\$ 345 bilhões no valor absoluto dos investimentos nesses dois anos, por sua vez, representa uma contração que não encontra precedente na história dessa indústria. Corroborando esses dados, estudo da consultoria *Wood Mackenzie*, divulgado no início de 2016, concluía que o declínio nos fluxos de caixa da indústria provocara enormes cortes no investimento, compreendendo projetos adiados ou cancelados no valor de aproximadamente US\$380 bilhões (CROOKS, 2016a).

O Gráfico 19 mostra, também, como a curva descendente dos investimentos impactou as atividades de exploração. Os investimentos em exploração foram de US\$90 bilhões, em 2015, e de US\$65 bilhões em 2016, com registro de uma redução, em termos nominais, equivalente a 28%, que representa, também, uma redução na sua participação relativa no investimento total do upstream neste último ano, que se situou abaixo de 14% (eixo da direita). O impacto da redução dos investimentos nas atividades de exploração é percebido, normalmente, muitos anos depois, mas, uma evidência dos efeitos do reduzido nível de investimentos é o dramático declínio de novas descobertas de petróleo que, em 2016, caiu para o menor nível em 60 anos (IEA, 2017a).

A intensidade da redução dos investimentos apresenta variações, de acordo com a região e com o tipo de projeto. A América do Norte registra uma redução nos investimentos de US\$ 180 bilhões nos dois anos, mais de 50% do total, o que reflete, principalmente, o ajuste da produção de *tight oil* e de *shale gas* dos EUA ao ambiente de preços baixos, de fluxos de caixa reduzidos e de restrições financeiras para acesso a novos empréstimos, quadro que afeta, de forma semelhante, a produção de petróleo a partir de areias betuminosas, do Canadá. Os cortes de investimentos efetuados por pequenas e médias empresas que atuam na produção de *tight oil* foram ainda maiores, atingindo mais de 60% em alguns casos. O impacto desse menor valor dos investimentos foi mitigado, em parte, pelos ganhos decorrentes da redução de custos e do aumento da produtividade, que permitiram sustentar níveis ainda elevados de produção.

No panorama mais amplo da indústria, as NOCs, em particular as localizadas no Oriente Médio e na Rússia, representam uma exceção ao quadro descrito, na medida em que conseguiram manter e mesmo elevar os seus investimentos, focados em empreendimentos que já se encontravam na fase de produção. Enquanto isso, as *majors*²¹ reduziram os seus investimentos no setor de *upstream* de petróleo e gás natural em 38%, em 2016, em comparação com 2014, em resposta à acentuada redução de seus fluxos de caixa e ao compromisso de manter o pagamento de dividendos aos seus acionistas. Uma boa parte dos investimentos realizados por essas empresas foi destinada à continuidade de projetos *offshore* já em fase de implantação.

Após a queda de 44% entre 2014 e 2016, a IEA projeta uma recuperação modesta do nível dos investimentos para o ano de 2017, que alcançaria um total de US\$ 460 bilhões, um aumento de 6% em relação ao ano anterior. Essa projeção se sustenta na previsão de um aumento de 53% do investimento no *tight oil* e *shale gas* dos EUA, e do aumento dos investimentos em grandes regiões produtoras, como o Oriente Médio e a Rússia, nesse caso confirmando uma tendência já identificada em anos anteriores. No caso das *majors*, a expectativa é de uma redução de 10% no investimento agregado dessas empresas em 2017 que, assim, alcançaria US\$90 bilhões, praticamente a metade do nível de investimentos registrado em 2014.

O Gráfico 20 apresenta um panorama dos cortes de investimentos no upstream de petróleo e gás promovidos pelas empresas em 2016, em comparação com 2014.

²¹ As empresas de petróleo normalmente denominadas como *majors* são: BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell e Total.

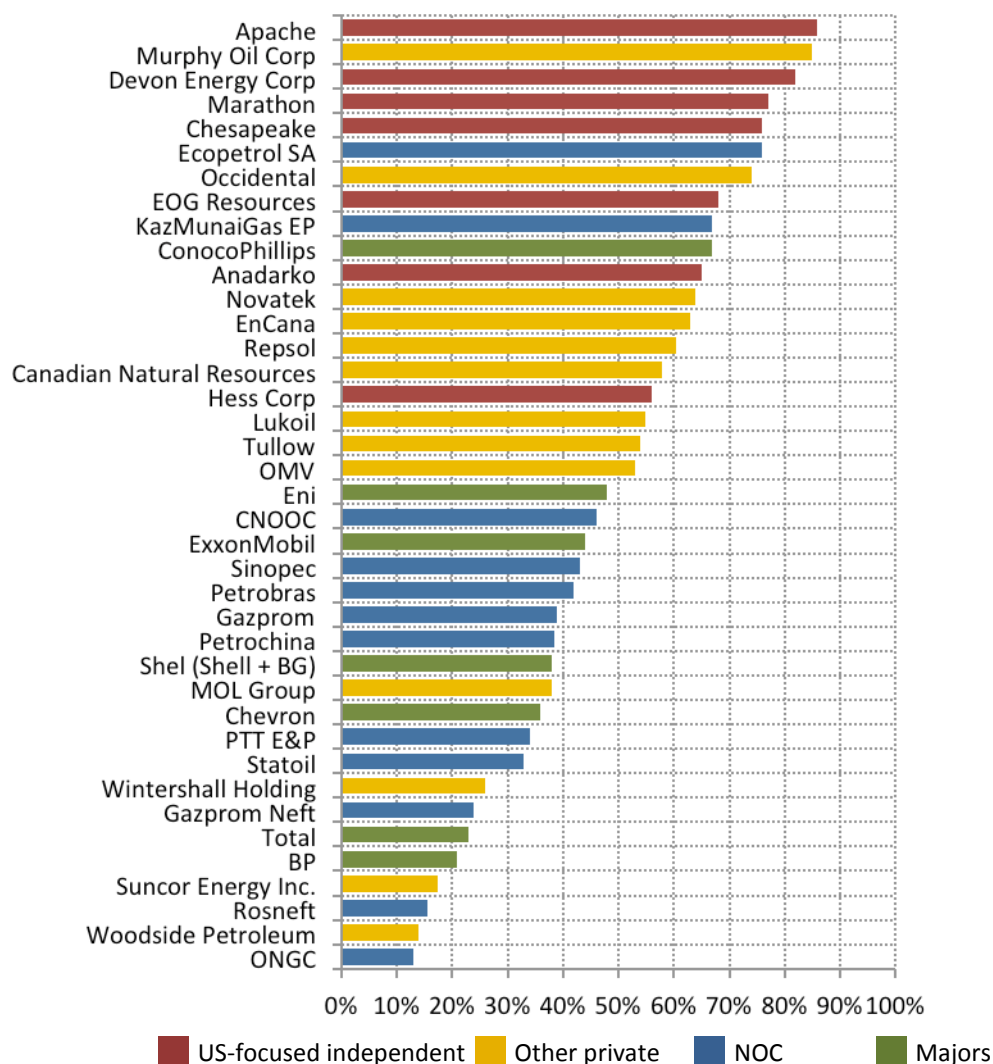


Gráfico 20: Cortes de investimento no upstream de petróleo e gás em 2016 em comparação com 2014, por empresas de capital aberto selecionadas – Fonte: IEA (2016a)

O fluxo de caixa reduzido forçou a maioria das companhias de petróleo a aumentar a dívida para financiar os gastos de capital e o pagamento de dividendos. Uma das consequência desse aumento do nível de endividamento é que a razão entre dívida líquida e patrimônio líquido das empresas de petróleo e gás quase duplicou nos últimos dois anos, com as empresas independentes dos EUA ficando sujeitas a severas pressões financeiras.

A ExxonMobil registrou perdas de US\$ 2 bilhões com *impairment*, no 4T 2016, sinalizando uma mudança significativa na política contábil. Essas perdas, uma das maiores do setor de petróleo e gás dos EUA em 2016, foram associadas principalmente a posições relativas a reservas de gás natural na região de Rocky Mountains.

No entanto, embora tenha admitido oficialmente que 3,6 bilhões de barris de reservas em areias betuminosas, de um total de 4,5 bilhões de barris, não apresentavam

viabilidade econômica, a empresa não declarou a correspondente perda por “impairment”, estimada pelo IEEFA em US\$ 22 bilhões, que seria a maior em toda a indústria de E&P dos EUA (IEEFA, 2017).

2 O PAPEL DA PETROBRAS NA IMPLANTAÇÃO E CONSOLIDAÇÃO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO PAÍS

2.1 A fase pioneira de implantação da indústria de petróleo: da campanha “O Petróleo é Nosso!” e criação da Petrobras até o início da exploração *offshore*

O Brasil ensaiou os primeiros passos para adquirir alguma autonomia no que diz respeito ao provisionamento de sua demanda interna por petróleo a partir da criação da Petrobras e da instauração do monopólio do petróleo, na década de 50 do século passado, iniciativa que foi precedida por um longo e conflituoso processo de disputas entre setores da sociedade, marcado por diferentes fases.

Durante várias décadas em que a febre da busca pelo “ouro negro” já havia se espalhado, a partir dos Estados Unidos, para diversos países ao redor do mundo, principalmente devido à atuação da Standard Oil e de outras empresas americanas e, depois, da anglo-holandesa Royal Dutch Shell, as atividades de exploração de petróleo no Brasil, ficaram por muitos anos entregues à iniciativa de particulares - empreendedores ou aventureiros - que contavam com escassos recursos financeiros e utilizavam tecnologias rudimentares, sem que fosse alcançado qualquer resultado. Durante esse período o país chegou a contar com uma legislação semelhante àquela vigente nos Estados Unidos²², pela qual o proprietário do solo detinha também o direito sobre a exploração do subsolo.

Nas duas primeiras décadas do século XX, os derivados de petróleo passaram a ser utilizados em escala crescente a nível mundial, tendo desempenhado um papel decisivo nas manobras militares durante a I Guerra Mundial – quando foram utilizados para o deslocamento das tropas em veículos automotores e para a movimentação de tanques e de navios de guerra – ao que se seguiu, no período pós-guerra, uma verdadeira explosão de consumo de combustíveis em função do aumento da produção de automóveis, o que foi viabilizado pela introdução da produção em série. Diante desse novo quadro intensificaram-se as cobranças quanto a tomada de iniciativas que viabilizassem a descoberta de reservas e a produção de petróleo no país, como forma de

²² “A partir de 1891, as atividades de mineração passaram a ser realizadas sob as normas instituídas pela Constituição da República, que determinara uma mudança radical na legislação de exploração de jazidas minerais: o proprietário do solo passou a deter também a posse do subsolo, com o que se alterava o regime anterior do período do Império, em que as minas do subsolo eram consideradas propriedade nacional.” (MORAIS, 2013, p. 39)

garantir o atendimento da demanda interna. Isso levou a que o Estado Brasileiro assumisse, pela primeira vez, o protagonismo nas atividades de exploração de petróleo, o que ocorreu por meio da criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), em 1919, e do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), em 1934, órgãos incumbidos da coordenação e execução dessas atividades. Essa iniciativa, no entanto, não apresentou resultados concretos, não havendo registro de qualquer descoberta nos anos seguintes (MORAIS, 2013).

A primeira legislação abrangente sobre petróleo foi adotada somente em 1938, durante o primeiro governo Vargas. Trata-se do Decreto-Lei nº 395, que declarou as atividades de exploração de petróleo e de distribuição de derivados como de interesse nacional, submetidas ao controle do Estado, seguido do Decreto-Lei nº 538, que criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) com atribuições de empreender as atividades de exploração e de controle sobre as demais atividades do setor, incluindo o controle dos preços dos derivados. Esse decreto proibiu, ainda, que cidadãos e empresas estrangeiras tivessem participação nas atividades do setor. As atividades de exploração progrediram ainda de forma muito tímida mesmo sob essa nova legislação, embora tenha ocorrido o registro da primeira descoberta comercial, em 1939, na cidade de Lobato, na Bahia, logo seguida de outras descobertas na mesma região (Candeias, Aratu e Itaparica). Mas houve uma relativa estagnação nas atividades de exploração durante os anos seguintes, influenciada pela deflagração da II Guerra Mundial, que implicou em restrições para a importação de equipamentos utilizados nessas atividades (MORAIS, 2013).

É no imediato pós-guerra que os questionamentos quanto aos poucos resultados obtidos até então se acentuam, reabrindo uma disputa que envolveu diferentes setores da sociedade - partidos, sindicatos, intelectuais, militares, empresários etc. - quanto ao modelo a ser adotado para, enfim, viabilizar a descoberta de reservas e a produção de petróleo no país, sobressaindo, como questões mais controversas, a concessão ou não de permissão para que as empresas estrangeiras participassem dessas atividades e a forma de participação que caberia ao Estado. Essas concepções foram materializadas em projetos de lei que catalisavam os debates, que logo transbordaram do parlamento para envolver a participação direta da sociedade a partir da criação da “Campanha do Petróleo” que, sob o lema “O petróleo é nosso!”, congregava os setores nacionalistas entrincheirados na defesa de uma atuação direta do Estado e da vedação à participação de empresas estrangeiras.

Esse processo prolongou-se por mais alguns anos até culminar com a apresentação de um novo projeto de lei, pelo Presidente Vargas, em 1951, que deu origem à Lei 2004/1953, que instituiu o monopólio da União sobre as atividades de pesquisa e lavra e de refino de petróleo e de transporte de petróleo e derivados (art. 1º), a ser exercido por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização, e, em especial, da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma prevista por essa mesma lei (art. 2º) (BRASIL, 1953).

Nos primeiros anos logo após a sua estruturação, a Petrobras executou uma extensa campanha exploratória em terra, em especial na Amazônia. A empresa obteve algum êxito, com a descoberta de alguns campos na Bacia Amazônica e na Bacia Sergipe-Alagoas (MORAIS, 2013), mas, de uma maneira geral, os resultados mostraram-se aquém das expectativas, realimentando a dúvida quanto à existência de reservas de petróleo no país, que se alternava com a desconfiança quanto à própria capacidade técnica da empresa ou quanto à eventual influência negativa de técnicos e empresas estrangeiras que atuavam no sentido de boicotar possíveis descobertas de petróleo no território nacional.

Considerando-se a abrangência de suas atribuições, a Petrobras dedicava-se, também, a outras atividades relacionadas à indústria do petróleo, obtendo resultados positivos na implantação do parque de refino, cujo objetivo era o de substituir a importação de produtos acabados, de maior valor agregado, pela importação de petróleo bruto que, até então, apresentava preços relativamente baixos no mercado internacional. Essa questão ganhava ainda maior importância, na ocasião, diante do crescente consumo de combustíveis que acompanhou a implantação da indústria automobilística no país, o que contribuía para agravar o quadro de desequilíbrio da balança comercial.

Essa ênfase na implantação do parque de refino pode ser atribuída, em parte, aos resultados negativos obtidos nas atividades exploratórias empreendidas até o início dos anos 60, que foram reforçados por estudos realizados à época que desencorajavam a continuidade das atividades exploratórias em terra, recomendando que estas fossem redirecionadas para a plataforma continental²³.

²³ Trata-se do “Relatório Link”, elaborado sob a coordenação do geólogo Walter Link, ex-geólogo-chefe da Standard Oil, nomeado superintendente do Departamento de Exploração da Petrobras. O conteúdo do relatório foi recebido com desconfiança e foi objeto de contestação à época. (MORAIS, 2013)

Os investimentos na área de refino lançaram as bases para a consolidação de um segmento importante dessa indústria, com repercussões importantes também sobre outras atividades industriais, com a ampliação de mercado, em especial, para a indústria de base e para a indústria de equipamentos eletromecânicos. No final da década de 60 essa estratégia apresentava resultados sólidos, tomando-se como referência o fato de o país ter aumentado consideravelmente o processamento interno de derivados, substituindo, proporcionalmente, as necessidades de importação. A empresa obteve outro resultado expressivo nesse período, na atividade de distribuição de derivados, alcançando uma participação crescente também nesse mercado, que passou de 11%, em 1965, para 23%, em 1972 (CONTRERAS, 1994, p. 90).

Mas os objetivos de “descobrir petróleo”, alcançar a “auto-suficiência” e, assim, garantir a soberania do país na área de energia, temas que, afinal, haviam mobilizado a sociedade para a criação da empresa e para a aprovação do monopólio estatal, não poderiam ser deixados de lado. Na segunda metade da década de 60, depois de ter amargado a experiência frustrada nas atividades de exploração em terra, a Petrobras iniciou as atividades exploratórias na plataforma continental, obtendo resultados positivos no litoral de Sergipe e Alagoas, com a descoberta do Campo de Guaricema (1968), seguida da descoberta dos campos de Dourado, Camorim e Caioba, e encontrando os primeiros indícios da existência de petróleo na Bacia de Campos, embora ainda sem viabilidade comercial (MORAIS, 2013).

2.2 A consolidação da indústria de petróleo no país: das primeiras descobertas na Bacia de Campos até a liderança da Petrobras na exploração em águas profundas e ultraprofundas

No período seguinte, marcado pelos choques nos preços do petróleo (1973 e 1979), que agravaram o desequilíbrio da balança comercial do país, tornou-se mandatória a necessidade de intensificar as atividades de exploração e produção como forma de, progressivamente, reduzir os níveis de importação de petróleo. Os resultados positivos sucederam-se, de 1974 em diante, na forma da descoberta de diversos reservatórios promissores, localizados em águas rasas da Bacia de Campos.

A partir das primeiras descobertas na Bacia de Campos e das iniciativas que se seguiram para dar início à produção nos reservatórios *offshore*, registrou-se, do final da década de 70 em diante, um crescimento contínuo do nível de reservas e da produção de petróleo, o que teve repercussão na maior capacidade de atendimento da demanda

interna e na consequente redução das importações. É a partir desse momento, portanto, que a Petrobras e a indústria do petróleo ganham novas dimensões e assumem maior relevância para a economia do país.

Ressalta-se que, nesse mesmo período, a Petrobras dava continuidade às suas atividades nos demais segmentos da indústria, como parte da estratégia de diversificar suas atividades e ampliar sua participação no mercado, cabendo destaque para sua atuação na implantação da indústria petroquímica e na implementação do Programa Pró-álcool. Em uma perspectiva histórica, trata-se de duas iniciativas em que a empresa cumpriu objetivos de políticas públicas, atuando como um braço do Estado na sua implementação, o que incluía a participação direta em termos operacionais e financeiros e, também, o papel de mediação entre os interesses das empresas nacionais e os interesses das empresas estrangeiras que participaram dessas iniciativas²⁴.

O desenvolvimento dos campos da Bacia de Campos, localizados a maior distância da costa e em águas mais profundas do que aqueles descobertos na costa do Sergipe, exigiu que a empresa buscasse adaptar tecnologias que já estavam sendo aplicadas em outros campos petrolíferos ao redor do mundo, passando a atuar em cooperação com empresas estrangeiras que dominavam essas tecnologias e a lidar, de forma mais intensa, com desafios tecnológicos até então desconhecidos pelo seu corpo técnico, o que abrangia, no caso, tanto os profissionais dedicados às atividades operacionais, como os profissionais dedicados às atividades de pesquisa e desenvolvimento..

Como alternativa para reduzir o prazo para a entrada em produção desses campos, a empresa adotou o Sistema de Produção Antecipada²⁵, utilizado pela primeira vez, poucos anos antes, no Mar do Norte, que possibilitava gerar receitas em prazo mais curto e, também, obter informações preciosas sobre o comportamento dos reservatórios e dos poços que, depois, seriam utilizadas como subsídios para o projeto do sistema de produção definitivo. Considerando as negociações com as empresas que dominavam essas tecnologias e outros condicionantes, como o tempo necessário para viabilizar a infraestrutura de produção abrangendo plataformas, poços, equipamentos etc., a produção efetiva desses novos campos teve início somente a partir do final da década de

²⁴ Contreras (1994) destaca, nessas experiências e no papel desempenhado pela Petrobras, elementos de um modelo de intervenção do estado como “indutor do desenvolvimento” que, inclusive, diferenciaria a Petrobras de outras empresas estatais (Vale do Rio Doce, Eletrobrás etc.).

²⁵ A descrição detalhada do processo de implantação do Sistema de Produção Antecipada nos campos de Enchova, Garoupa, Enchova Leste, Pargo, Pampo e Marimbá pode ser consultada em Morais (2013).

70, momento em que a curva de produção da empresa, de fato, começou a ser alterada, passo importante para que fossem dissipadas as dúvidas e as desconfiças que ainda persistiam quanto ao sucesso exploratório em campos *offshore*, alardeado pela empresa desde o anúncio dessas descobertas na primeira metade dessa década.

O êxito obtido pela Petrobras no desenvolvimento dos campos localizados em águas rasas da Bacia de Campos representa o marco inicial da trajetória que levará a empresa, nas décadas seguintes, a alcançar crescente destaque na indústria mundial de petróleo em função do seu domínio também crescente sobre os processos e tecnologias demandados nas atividades de exploração e produção *offshore*, que permitiu à empresa avançar em direção aos cenários mais complexos encontrados em águas profundas e ultraprofundas e no horizonte geológico do pré-sal.

Na sequência da implantação dos SPA's e dos primeiros sistemas de produção definitivos em águas rasas na Bacia de Campos, que levaram a empresa a alcançar uma produção de petróleo equivalente a 500 mil bbl/d, em 1985, o que correspondia a 51% da demanda interna, sucediam-se novas descobertas de campos gigantes em lâmina d'água superior a 400m, o que representava um contexto novo para toda a indústria, que não contava com tecnologias testadas para operar a essa profundidade²⁶.

Essa nova realidade exigiu que a Petrobras reconfigurasse as suas atividades de exploração e produção, diante da necessidade de transitar de uma experiência de adaptação de tecnologias (águas rasas) para assumir um papel relevante no desenvolvimento de novas tecnologias para operação em condições cada vez mais críticas (águas profundas e ultra-profundas), o que, naquele momento, somente poderia ser viabilizado com base em uma cooperação com as grandes empresas internacionais fornecedoras de bens e serviços.

Há, no entanto, uma lacuna nesse processo, que vai determinar um modelo de desenvolvimento da indústria fortemente dependente das empresas internacionais fornecedoras de bens e serviços. A Petrobras detinha o conhecimento sobre os reservatórios e sobre as condições existentes nos locais em que as instalações de produção seriam localizadas, era a demandante das tecnologias que precisavam ser desenvolvidas e tinha, ainda, a responsabilidade de testar as novas tecnologias em

²⁶ Segundo Moraes, entre 1977 e 1985 entraram em produção quinze novos campos “que levaram a produção de petróleo e gás natural saltar de 160.000 bbl/d, em 1978, para 546.000 bbl/d, em 1985. A produção nacional passou a abastecer 50,6% do consumo total, em 1985, comparado com 14,9% em 1979. As reservas provadas de petróleo do Brasil passaram de 969 MMboe de petróleo, em 1973, para 3,3 bilhões boe, em 1985”. (MORAIS, 2013, p.274)

condições reais, o que acabaria por validá-las para utilização por toda a indústria, mas não contava com uma cadeia local de fornecedores estruturada, com capacidade técnica e financeira para participar dos acordos de cooperação tecnológica. O fato de esses acordos, em sua totalidade ou na maior parte, terem ficado restritos às grandes empresas internacionais, representa a cristalização de uma relação de cooperação, mas, também, de dependência entre a Petrobras e essas empresas. Como resultado, na condição de desbravadora de uma “nova fronteira” na produção de petróleo em águas profundas, a empresa viu-se reduzida ao papel de “desenvolvedora” e “aplicadora” de tecnologias, mas as tecnologias geradas não foram internalizadas no país e não favoreceram a criação de uma cadeia local de fornecedores²⁷.

Esses resultados positivos obtidos pela Petrobras até a segunda metade dos anos 80 contribuíram para fortalecer o simbolismo da bandeira nacionalista que sustentou a criação da empresa 35 anos antes, influenciando na decisão que reafirmou o monopólio estatal na Constituição Federal de 1988, derrotando poderosos lobbies de setores que identificavam a abertura do mercado para as grandes companhias internacionais como um elemento de “modernização” que abriria novas perspectivas para o desenvolvimento econômico do país.

Mesmo sem ter ainda conquistado a tão almejada autossuficiência, principal objetivo que estava inscrito no projeto político que levou à aprovação do monopólio estatal e à criação da Petrobras nos anos 50, a indústria do petróleo alcançou, em meados dos anos 90, um patamar que superava as expectativas mais otimistas alimentadas no período inicial de implantação dessa indústria no país. Afinal de contas, confirmava-se a tese de que o país possuía reservas de petróleo! Ao mesmo tempo, caíam por terra outras teses que estiveram no centro dos debates naquela ocasião, entre as quais se inclui a defesa de que as atividades de exploração e produção de petróleo deveriam ser entregues para as empresas estrangeiras sob o pretexto de que o País não possuiria capacidade técnica e financeira para implantar uma indústria de grande

²⁷ Essa questão pode ser mais bem avaliada em Moraes (2013, p. 213), que apresenta uma tabela com as principais tecnologias desenvolvidas no âmbito do PROCAP na qual consta a identificação das empresas que atuaram como “parceiras” da Petrobras no desenvolvimento dessas tecnologias. Ressalva-se, com relação a esse tema, que a Petrobras não pode ser responsabilizada pelo fato de que a expansão das atividades de exploração e produção não tenha, simultaneamente, viabilizada a estruturação de uma cadeia local de fornecedores. Essa questão deve ser discutida tendo em perspectiva a política industrial implementada pelos diferentes governos que se sucederam desde então - ou mesmo a eventual ausência de uma política industrial -, e considerando a própria inserção subordinada do país na economia mundial e, ainda, as reais condições existentes para impor uma política de conteúdo local diante dos interesses das grandes empresas internacionais, fortemente apoiadas pelos seus países de origem e pelo lastro financeiro de grandes investidores.

complexidade e intensiva em capital; ou, a que é ainda mais emblemática, em razão de se contrapor à experiência concreta da Petrobras, que é a tese de que apenas uma empresa regida por uma lógica estritamente comercial seria capaz de tal feito.

Nessa ocasião, a Petrobras apresentava-se como líder mundial nas atividades de exploração e produção em águas profundas; a indústria do petróleo apresentava uma participação relativa crescente no PIB; houve uma redução significativa no impacto das despesas com importação de petróleo sobre a balança comercial; o país apresentava um nível de reservas suficiente para suprir suas necessidades no curto prazo (10/15 anos), com uma perspectiva de manter taxas de reposição positivas nos anos seguintes.

Surpreende que a empresa tenha obtido esses resultados em meio a uma conjuntura adversa, que atravessou toda a década de 80 e os primeiros anos da década de 90, marcados, por um lado, pela estagnação da economia mundial e, com ela, da indústria mundial de petróleo; e, por outro lado, pela fragmentação interna do País, que expressava a acirrada disputa pela hegemonia entre setores que buscavam impor uma transição “por cima” da ditadura civil-militar para um tipo de “democracia controlada”, na qual se garantisse que o Estado continuaria a serviço das seculares oligarquias regionais acompanhadas, agora, dos “modernos” setores empresariais que cresceram à sombra do regime militar. No plano interno, as empresas estatais, de forma generalizada, foram submetidas a um processo de sucateamento, cujo efeito mais direto, no caso da Petrobras, traduziu-se na descapitalização da empresa, via política de controle de preços; em restrições para o acesso a novos financiamentos; no uso político da empresa para atendimento de demandas de caráter paroquial etc..²⁸

Mas, na verdade, essa crise do País e da Petrobras refletia uma crise que possuía e possui contornos mais amplos e que expressa o esgotamento do modelo de acumulação Taylorista-Fordista, cujos sinais tornaram-se mais evidentes a partir do final da década de 70, quando a economia mundial ingressou em uma etapa de estagnação. Essa crise tem como um dos seus componentes mais dramáticos o aumento do desemprego estrutural, responsável pelo agravamento das condições de vida das massas trabalhadoras dos países do chamado primeiro mundo e pelo empobrecimento crescente da massa de subempregados e desempregados dos países periféricos do capitalismo.

²⁸ Ver Contreras (1994), em especial, os Capítulos 6 e 7.

Outro componente dessa crise, que não casualmente concentra as atenções dos organismos financeiros multilaterais, em função do papel específico que desempenha na garantia das condições básicas do processo de acumulação do capital, é expresso pela crise de financiamento do Estado que, diante do quadro de estagnação econômica, já não conta, há muito tempo, com receitas tributárias em volume suficiente para efetuar o provimento da infraestrutura exigida pelo processo de acumulação e, ao mesmo tempo, para implementar as políticas que são exigidas para o atendimento das necessidades básicas da população.

A estratégia para enfrentar a crise de financiamento do Estado, que é indicada por esses mesmos organismos financeiros internacionais, resume-se a tentar restabelecer as condições para o processo de acumulação, por meio de medidas voltadas para o “enxugamento” do Estado, seja mediante processos de privatização de empresas estatais, seja pela restrição ou corte de serviços públicos ou, ainda, pela pura e simples supressão de direitos sociais.

No início e meados dos anos 90, em meio à crise de financiamento do Estado Brasileiro, essa estratégia materializou-se na forma de um amplo programa de privatização liderado pelo governo federal e que contou com a adesão da maior parte dos governos estaduais de então.

No caso da Petrobras, a sua simples inclusão no programa de privatização, conforme ocorrera com as demais empresas estatais, não se mostrava de fácil execução, pelo fato de a empresa, por força de mandamento constitucional, ser a executora do monopólio em nome da União, sendo também a detentora das reservas totais de petróleo e gás natural do país descobertas até então.

Além disso, diferentemente das demais estatais, a criação da Petrobras foi resultado de uma campanha popular que envolveu amplos setores da sociedade: conforme ficara demonstrado no processo constituinte, a empresa era ainda depositária de um forte simbolismo, expresso na expectativa de muitos setores da sociedade de que ela pudesse assegurar a soberania do País na área de energia e representar um papel estratégico para o desenvolvimento do País.

O fato de a Petrobras ter conseguido sobreviver ao processo de sucateamento das empresas estatais indicava que o governo enfrentaria um maior grau de dificuldade para a privatização da empresa, pois, mesmo tendo que superar inúmeras restrições, esta apresentava indicadores positivos e perspectivas promissoras no seu setor de atividades. Isso significava que a privatização da empresa exigiria um processo mais sofisticado do

que o simples “bater de martelo” nos leilões então realizados na Bolsa de Valores, pois, afinal, a imagem que fora diligentemente fabricada, de “ineficiência congênita” das empresas estatais, não “encaixava” em uma empresa que ocupava uma posição de liderança mundial em uma atividade de ponta de sua área de atuação - exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas - em uma comparação com poderosas empresas internacionais consideradas como verdadeiros ícones da “eficiência” das empresas privadas.

2.3 O impacto dos ventos liberalizantes sobre o setor de petróleo e sobre a Petrobras

Como parte das iniciativas voltadas para a desregulamentação, privatização e liberalização econômica que vieram na esteira das políticas neoliberais dos anos 80, conseguiu-se, finalmente, quebrar o monopólio estatal por meio da aprovação da Emenda Constitucional nº 9/1995, que alterou o artigo 177 da Constituição Federal. Essa emenda foi regulamentada pela Lei 9478/97, abrindo-se, então, o mercado brasileiro para a participação das grandes empresas de petróleo estrangeiras, além de empresas privadas nacionais.

Mas, diferentemente da facilidade com que o governo conduziu o processo de privatização das demais empresas estatais, no caso da tramitação do projeto de emenda constitucional que deu origem à EC 9/1995, o presidente da república precisou assumir um compromisso formal de que a quebra do monopólio não implicaria na privatização da Petrobras e que esta manteria os direitos sobre as áreas em que a produção já estivesse estabelecida, como forma de quebrar as resistências então existentes para a aprovação da referida emenda, mesmo entre setores liberais alinhados com o governo²⁹.

²⁹ “Brasília, 8 de agosto de 1995

[...] Estimado Senador Sarney

Em recente encontro que mantive com o senador Ronaldo Cunha Lima e com o Senador Jader Barbalho, referiu-me o ilustre relator no Senado da PEC nº6 suas preocupações quanto à eventual privatização da PETROBRÁS, bem como quanto às condições futuras de operações daquela empresa.

Desejo reafirmar a V. Excelência o que foi exposto em discurso na Câmara pelo Líder do governo naquela casa, Deputado Luiz Carlos Santos.

Por isso mesmo, quando do encaminhamento do projeto de lei para regulamentar o novo dispositivo constitucional, proporei ao Congresso Nacional que:

1. a PETROBRÁS não seja passível de privatização;
2. a União não contrate empresas para a pesquisa e lavra em áreas que tenham produção já estabelecida pela PETROBRÁS, áreas essas que permanecerão, observadas as normas do novo modelo, com a citada companhia estatal.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO – Presidente da República Federativa do Brasil”

CARDOSO, Fernando H. **Carta do Presidente da República ao Presidente do Senado Federal**. 8 ago. 1995.” (BREVE, 2016)

Sem que isso constituísse, propriamente, uma surpresa, no momento seguinte à aprovação e promulgação da emenda, afastado, portanto, o obstáculo do monopólio e aberta a perspectiva de “abertura do mercado”, iniciou-se um processo de privatização parcial da empresa ou, metaforicamente, de “redução da participação do Estado”, mediante a venda de 13% das ações preferenciais que pertenciam ao BNDESpar, segundo a meta, anunciada pelo então presidente da empresa, Joel Rennó, de que seria “vendido tudo que exceder o mínimo de 50% do capital votante mais uma ação, que a União precisa manter para continuar controlando a Petrobras”³⁰. A União detinha, à época, 81% das ações ordinárias, mas estava impedida de efetuar a venda de até 31%, conforme pretendido, em função da proibição da venda dessas ações para investidores estrangeiros prevista na Lei 2004/1953. Como se avaliava que não seria “economicamente interessante ofertar as ações da União apenas no mercado interno”³¹, fazia-se necessário, antes, revogar essa lei e a referida restrição, o que foi concretizado mediante a aprovação da Lei 9478/1997.

Simultaneamente, multiplicavam-se os pronunciamentos de membros influentes do governo defendendo abertamente a privatização da Petrobras – a exemplo do presidente do BNDES, do diretor da área internacional e depois presidente do Banco Central e do diretor-geral da ANP –, tese encampada com entusiasmo pelo mercado financeiro^{32 33}. Nos anos seguintes, esses pronunciamentos viriam a materializar-se em iniciativas concretas que implicaram em alterações relevantes no perfil da empresa, configurando um processo de “privatização branca”.

Um dos passos mais importantes no sentido da privatização, concretizado em agosto de 2000, foi o lançamento de ações da Petrobras na Bolsa de Nova York, o que exigia o registro prévio da empresa no órgão que regula o mercado de capitais norte-americano, a *Securities and Exchange Comissions (SEC)*. As ações vendidas, nessa oferta inicial, alcançaram um valor de US\$ 4 bilhões, sendo 60% a investidores estrangeiros e 40% a brasileiros. Conforme noticiado, em tom de celebração, no período que precedeu ao lançamento, com essa iniciativa a Petrobras estaria “mais projetada no

³⁰ AÇÃO da Petrobras será vendida nos EUA. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 24 out, 1996.

³¹ PETROBRAS pode leiloar 31% das ações. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 19 out, 1996.

³² GUSTAVO Franco defende venda da Petrobras e do BB. **O Globo**, Rio de Janeiro, 11 junho 1997; PFL quer privatizar o BB e a Petrobras. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, 8 ago. 1997; ANP defende venda de refinarias da Petrobrás. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 7 jan. 1999; PETROBRAS pode ser vendida em 3 anos, diz Zylbersztajn. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 20 maio 1999. (RECORDAR, 2016).

³³ GOLDMAN Sachs recomenda privatizar Petrobrás, CEF e BB. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 25 jan, 1999.

mercado internacional, ao lado de gigantes como a Exxon e a Texaco, suas mais novas concorrentes no mercado nacional de exploração e produção de petróleo”³⁴.

Como resultado dessas iniciativas descritas, em um período de apenas seis anos (1998 a 2003), quase 40% do capital social total da empresa, abrangendo as ações ordinárias e as ações preferenciais, passou para o controle de investidores estrangeiros, enquanto a participação da União somada à participação do BNDES apresentou um declínio de 50% para 39% no mesmo período, distribuição percentual que perdurou, com pequenas oscilações, de 2003 em diante (PETROBRAS, 2017b). Em termos práticos, isso significava que a empresa, daí por diante, encontrava-se submetida às regras da SEC e sob a estrita vigilância deste órgão em conjunto com as agências de risco e os controladores dos fundos de investimento que detinham participação no capital da empresa.

O lançamento de ações na Bolsa de Nova York, com a venda de ações pertencentes à União, mesmo que limitada ao percentual máximo admitido pela legislação, baseava-se no mesmo credo liberal que orientava a privatização de outras empresas, implementada pelo governo à época: promover a integração do País e de suas empresas à economia global; retirar o Estado da realização de atividades econômicas por considerar que estas seriam mais bem geridas e apresentariam melhores resultados se fossem assumidas por empreendedores privados; atrair investimentos estrangeiros; e gerar receitas para abater parte da dívida do Estado.

Deu-se pouca ou nenhuma importância ao fato de essa iniciativa estar em contradição com a experiência mundial do setor de petróleo, nas décadas anteriores, que apontava para um caminho bastante diferente: os principais países produtores haviam assumido o controle integral de suas reservas e sobre as atividades de exploração e produção de petróleo - antes sob o poder das grandes empresas internacionais – tendo criado empresas estatais que passaram a ser as responsáveis diretas pela execução das atividades operacionais ou pela fiscalização dos contratos de serviços ainda mantidos com empresas internacionais. Nenhuma dessas empresas estatais possuía ações listadas nas bolsas de valores dos países que controlam os fluxos financeiros internacionais.

Assim, na contramão dessa tendência, a Petrobras foi a primeira empresa estatal de petróleo a lançar ações na bolsa de Nova York, em 2000, posição solitária que

³⁴ PETROBRAS, lançará ações na Bolsa de NY. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 22 jul. 1999.

manteve até 2001, quando ocorreu a privatização parcial da Statoil³⁵. Mas, nos anos seguintes, essa iniciativa “pioneira” da Petrobras, a que se somou logo depois a Statoil, foi seguida por diversas outras empresas. Em termos práticos, o lançamento de ações da Petrobras na bolsa de Nova York significou uma redução do poder do governo brasileiro em favor da SEC, além de sujeitar a empresa a decisões da justiça americana prejudiciais aos interesses do País.

Entretanto, as premissas que justificaram a privatização parcial da Petrobras logo se revelaram falsas: por um lado, a Petrobras que, historicamente, dera incontáveis exemplos de eficiência, continuou ocupando um papel destacado na indústria mundial, com sucessivos recordes associados a diferentes parâmetros operacionais da produção *offshore*, além de registrar uma intensa participação no desenvolvimento de tecnologias, aliada ao pioneirismo na sua aplicação, apresentando resultados operacionais e financeiros positivos durante longos períodos; e, por outro lado, embora a abertura do mercado tivesse sido efetivada, os investimentos estrangeiros mostraram-se pífios, o que denotava que as grandes empresas internacionais não se dispuseram a assumir riscos, possivelmente por considerarem que as condições oferecidas não eram vantajosas o suficiente.

No caso de apenas uma das premissas - gerar receita para o Estado com a venda das ações - obteve-se o resultado pretendido. No entanto, esse resultado não resiste à comparação entre, de um lado, o benefício gerado pelo valor arrecadado com a venda de ações da União e do BNDES, e, de outro lado, o prejuízo provocado pela redução da participação do Estado no controle acionário da empresa, que é ainda mais grave quando se considera a irreversibilidade desse processo. A venda das ações, considerada a proporção da participação de estrangeiros no controle acionário e a submissão da empresa às normas do mercado norte-americano, significa, em termos práticos, que o Estado Brasileiro perdeu a prerrogativa para, de forma soberana, atuar no sentido de preservar a empresa, como, por exemplo, buscando alternativas para sua sustentação financeira em detrimento de condicionantes impostos pelo mercado financeiro. Mais ainda, com o controle de 40% das ações da empresa, os investidores estrangeiros passaram a deter, também, os direitos sobre as reservas de petróleo da empresa

³⁵ Mas, ainda assim, a privatização da Statoil foi mais “branda”, em termos relativos, pois o estado norueguês detém 67% do capital social total da empresa, com 24% sob controle de investidores estrangeiros (STATOIL, 2017).

conhecidas até então e sobre as reservas que viriam a ser descobertas no pré-sal, naquela mesma proporção.

Ou seja, a tentativa de atribuir à Petrobras o status de “empresa globalizada e voltada para o mercado”, resultou, de fato, na subordinação da empresa às regras do mercado financeiro, e, ao mesmo tempo, na transferência para investidores estrangeiros dos direitos sobre 40% das reservas totais de petróleo e gás natural do país, participação que é ainda maior quando se considera a parcela que foi transferida por meio das “parcerias”, metáfora que esconde outro mecanismo de privatização da empresa e de transferência dos direitos sobre as reservas de petróleo e gás natural³⁶.

Ao final, mesmo sem atender às expectativas dos setores que defendiam a completa privatização da Petrobras, o governo conseguiu reduzir consideravelmente o raio de ação da empresa, ao aprovar a quebra do monopólio, ao implantar o que pretendia que fosse um novo “regime concorrencial” e, ainda, ao reduzir a participação do Estado na empresa que, cada vez mais, passou a ser influenciada por uma lógica privada. A empresa viu-se, então, na nova condição de competir no mercado em “igualdade de condições” com as companhias privadas, ao mesmo tempo em que devia produzir resultados satisfatórios para seus acionistas privados – investidores brasileiros e estrangeiros.

Essas mudanças implicaram em uma reconfiguração do papel da Petrobras que, até então, com todas as limitações de um estado patrimonialista e de governos conservadores que se sucederam no comando do país, constituiu-se como um braço do Estado na implementação de políticas públicas na área de energia e uma espécie de baluarte de uma sempre irrealizada política nacional de industrialização.

Nesse novo quadro, o governo federal passou a se defrontar com limitações para interferir nos rumos da empresa, a exemplo da definição da política de preços dos combustíveis que, historicamente, havia cumprido um papel como instrumento de política anti-inflacionária. O predomínio de uma lógica estritamente comercial, com a

³⁶ Em 2000, a Petrobras anunciou um acordo de troca de ativos, avaliado em mais de US\$ 1 bilhão, com a empresa hispano-argentina Repsol-YPF. Pelo acordo, a Petrobras receberia uma refinaria localizada Baía Blanca e 700 postos de combustível, enquanto a Repsol-YPF, em troca, recebeu uma participação de 30% na refinaria REFAP, 300 postos de combustível e uma participação de 10% no campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos. O diretor de abastecimento da Petrobras à época afirmou que o acordo atendia “aos objetivos de internacionalização” da empresa. No entanto, esse acordo foi questionado na justiça, por um grupo de petroleiros, sob o argumento de que teria havido uma subvalorização dos ativos da Petrobras e uma sobrevalorização dos ativos da Repsol-YPF envolvidos na permuta. Em 2016, o STJ, confirmando decisão do TRF4, determinou que fosse realizada uma perícia para o esclarecimento do caso (CHACRA, 2000; LIMINAR, 2002; MACEDO, 2016). Recentemente, como parte da política de “desinvestimento”, a Petrobras se desfez dos seus ativos na Argentina.

consequente retração da influência do governo federal sobre a empresa representava, também, abrir mão da possibilidade de utilizar a Petrobras e as atividades no setor de petróleo como instrumentos para uma política de industrialização, como ocorrera, mesmo com limitações, no caso do Pró-Álcool e da implantação da indústria petroquímica no país, na década de 1970 (CONTRERAS, 1994).

Mais do que isso, mesmo que a empresa estivesse constituída como uma sociedade de economia mista, sob controle do Estado, devendo subordinar-se, obrigatoriamente a objetivos de interesse público, qualquer interferência que tivesse esse sentido passou a ser objeto de contestação por setores privados afetados diretamente em seus interesses ou por segmentos da sociedade que, por motivos ideológicos, queriam ver a empresa integralmente alinhada à lógica de mercado.

No contexto criado pela abertura do capital, tendo deixado de exercer o monopólio em nome da União, a Petrobras, agora, desfrutava de condições menos favoráveis do que quando ostentava o status de empresa estatal, além de enfrentar a hostilidade dos setores que se sentiram frustrados em sua intenção de privatizar e fatar a empresa. Mesmo assim, a empresa deu continuidade aos investimentos que já vinham sendo realizados desde antes da abertura do mercado, que se faziam necessários para viabilizar o desenvolvimento dos campos que continuavam sendo descobertos durante os anos 90, enfrentando restrições de recursos para investimentos impostas pelos baixos preços do petróleo no mercado mundial, de custos operacionais relativamente elevados inerentes às atividades *offshore* em águas profundas e ultraprofundas, e, ainda, das condições desfavoráveis de acesso a financiamento internacional, que eram decorrentes da baixa credibilidade do país no mercado internacional, reflexo de um longo período de instabilidade econômica e do chamado “Risco Brasil”, sujeitando a empresa a tomar empréstimos com taxas mais elevadas e com prazos mais curtos para liquidação.

Em meio a esse quadro adverso, a empresa continuou obtendo resultados positivos, com a ampliação dos níveis de reservas e o aumento da produção, que contrariava os cânones da abertura de mercado e da privatização, mas, ao mesmo tempo, se mostrava conveniente para o próprio governo, sobretudo pelo fato de ainda persistir a dependência externa para o suprimento do petróleo necessário ao atendimento da demanda interna, o que produzia um impacto negativo sobre o balanço de pagamentos.

Como balanço geral de todo esse processo, já ficava evidente, nos anos seguintes à abertura do mercado, que o “regime concorrencial” não apresentava os resultados esperados, na medida em que, embora as condições para participação fossem

exatamente as mesmas que vigoravam para a Petrobras, as grandes empresas internacionais demonstraram um interesse reduzido em participar dos leilões promovidos pela ANP. Havia dois aspectos principais que contribuíam para esse relativo desinteresse: o primeiro é que o cenário mundial de preços baixos do petróleo tornava os investimentos no Brasil pouco atrativos com relação a outras regiões onde essas empresas esperavam obter maiores vantagens; o segundo é que a Petrobras, já a essa época, apresentava uma vantagem comparativa, representada pelo domínio das tecnologias requeridas pelas atividades de E&P em águas profundas e ultraprofundas. Assim, a estratégia adotada pelas companhias internacionais foi de priorizar a participação sempre de forma conjunta com a Petrobras, apoiando-se no inegável conhecimento da empresa sobre as bacias sedimentares brasileiras e no domínio que a empresa possuía das tecnologias para exploração e produção em águas profundas.

Outro fator que contribuiu para o relativo desinteresse das companhias internacionais diz respeito à qualidade do petróleo encontrado nos reservatórios da Bacia de Campos, um óleo do tipo pesado, cuja extração envolve um maior grau de dificuldade técnica e um custo mais elevado, e que, além disso, apresenta um rendimento mais baixo no processo de refino, fazendo com que esse óleo tenha um menor valor comercial, recebendo uma cotação no mercado internacional inferior ao petróleo tipo Brent ou WTI.

O desenvolvimento dos campos da Bacia de Campos ilustra as diferenças entre o papel desempenhado pela Petrobras e o relativo desinteresse demonstrado pelas grandes companhias internacionais. No caso da Petrobras, havia uma motivação de interesse público, que orientou as iniciativas da empresa para que fosse produzido o óleo que estivesse disponível – mesmo considerando os riscos tecnológicos, os custos de extração mais elevados e o menor valor comercial do óleo – com o objetivo de atender ao mercado interno e diminuir as despesas com importações, o que fez com que, inclusive, as refinarias nacionais fossem adaptadas para processar esse tipo de óleo. No caso das outras empresas, esses aspectos não são computados no cálculo de rentabilidade, que é pautado estritamente pelo interesse comercial.

2.4 A Petrobras reafirma sua hegemonia: a conquista da auto-suficiência e as descobertas do Pré-Sal

A forte inserção no mercado alcançada pela Petrobras no período anterior, expressa na implantação de um sólido parque de refino, complementado por uma ampla rede de abastecimento e distribuição de derivados; e na participação no mercado de gás natural por meio da sociedade estabelecida com as empresas estaduais distribuidoras de gás, ao lado da posição de liderança tecnológica alcançada nas atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, fez com que o projeto liberal de implantar o “regime concorrencial” no mercado brasileiro, a partir da quebra do monopólio da Petrobras, fosse bem-sucedido apenas parcialmente, ficando circunscrito à área de E&P, na qual estavam concentradas as expectativas quanto à possibilidade de atrair a participação das grandes empresas internacionais no mercado brasileiro, o que, conforme já registrado, ocorreu de forma extremamente tímida.

Um fator que influenciou esse resultado foi o próprio diferencial apresentado pela Petrobras em sua trajetória nas atividades de E&P, o que foi negligenciado nos cálculos do plano original para a abertura do mercado. Muito provavelmente, caso a empresa não tivesse mantido seus investimentos mesmo em um período em que os preços mundiais do petróleo encontravam-se em patamares muito reduzidos, e não tivesse adotado iniciativas concretas para consolidar o conhecimento acumulado - por meio das atividades de P&D realizadas no âmbito do PROCAP - Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas e da experiência prática proporcionada pelo desenvolvimento de novos campos de produção localizados em águas profundas da Bacia de Campos - a descoberta das reservas do pré-sal não teria sido viabilizada, poucos anos depois, nem a empresa teria conseguido manter uma posição hegemônica em todos os segmentos dessa indústria no País.

Mas, mesmo que a Petrobras apresentasse uma vantagem comparativa em relação às demais empresas, a nova regulamentação do setor de petróleo e a estratégia de “abertura do mercado” proporcionou ganhos consideráveis para algumas das grandes empresas internacionais de petróleo.

Essa possibilidade foi criada pelo dispositivo incluído na Lei 9478/1999, que criou a obrigatoriedade de que a Petrobras devolvesse para a União todas as áreas em que a empresa não tivesse a possibilidade de dar continuidade à campanha exploratória em determinado prazo. Como não houve qualquer consideração relativa à dispersão geográfica e à extensão das áreas nas quais a Petrobras já havia realizado alguma atividade exploratória e, ao mesmo tempo, ao volume de recursos e à capacidade operacional exigida para a realização de programas exploratórios simultâneos em todas

essas áreas, estabeleceu-se um prazo extremamente exíguo, de três anos, para que a Petrobras prosseguisse “nos trabalhos de exploração e desenvolvimento” e, caso obtivesse êxito, pudesse “prosseguir nas atividades de produção”. Essa regra, em termos práticos, obrigou que a Petrobras devolvesse áreas que já se sabia serem potencialmente promissoras, o que se mostrava coerente com o objetivo não declarado, mas evidente, do novo modelo, que era oferecer áreas que representassem um baixo risco e pudessem proporcionar uma oportunidade de ganhos imediatos para as grandes empresas internacionais. Afinal, conforme ficara demonstrado na experiência anterior de atuação dessas empresas no país, estas possuíam pouca ou nenhuma disposição para assumir qualquer risco³⁷.

Como consequência, entre as áreas devolvidas, por força da exigência mencionada, incluem-se os blocos BM-S-9 (área de Guará) e BM-S-11 (área de Tupi), localizados na Bacia de Santos, onde ocorreram as primeiras descobertas mais relevantes do pré-sal. Esses blocos foram arrematados pela Petrobras na 2ª Rodada de Licitação, em 2000, dois anos depois de terem sido devolvidos à ANP, mas, agora, em parceria com a BG, a Petrogal e a Repsol-Sinopec³⁸.

Ocorre que, até onde se sabe, pelo perfil da atuação dessas empresas em outros países, estas não possuíam uma experiência técnica importante em atividades de E&P em águas profundas ou mesmo nunca haviam desenvolvido atividades nesse tipo de cenário. Além disso, a Petrobras já havia arcado com expressivos investimentos tanto na aquisição de informações sobre a camada pré-sal, como no desenvolvimento de tecnologias que permitissem perfurar a camada de sal com segurança, até atingir aquelas camadas mais profundas onde, conforme interpretação corrente entre alguns técnicos da empresa, se vislumbrava a possibilidade de serem encontrados extensos reservatórios de petróleo. Embora à época do leilão das áreas citadas não houvesse, ainda, um conhecimento suficiente sobre a estrutura geológica da camada do pré-sal e nem

³⁷ O primeiro “ensaio” de abertura do mercado de petróleo ocorreu ainda nos anos 1970, quando o presidente Geisel, em pronunciamento pela televisão, em 9/10/1975, anunciou a decisão de adotar o regime de “contratos de prestação de serviços com cláusula de risco”, como forma de atrair as empresas estrangeiras de petróleo para atuar nas atividades de exploração no País. Segundo Contreras (1994, p. 161-163), Roberto Campos, então embaixador em Londres, veio ao Brasil dias antes do anúncio, para convencer o governo a utilizar a maioria absoluta de que dispunha no Congresso Nacional para alterar a Lei 2004/1954 e, assim, “dar às empresas estrangeiras maiores garantias e tranquilidade no exercício dos contratos que viriam a realizar”. Ainda segundo Contreras, até 1980, as multinacionais de petróleo haviam despendido US\$ 330 milhões, nos 43 contratos assinados, uma média anual de US\$ 66 milhões, que representava uma soma insignificante, considerando que a Petrobras despendera, somente em 1980, US\$ 1 bilhão na atividade de extração.

³⁸ BM-S-9: Petrobras 45%, BG 30% e Repsol-YPF 25%; e BM-S-11: Petrobras 65%, BG 25% e Petrogal 10%.

tecnologias completamente dominadas para a perfuração da camada de sal, é inegável que era a Petrobras quem estava mais próxima de superar tais obstáculos e, conseqüentemente, quem reunia as condições para confirmar ou não a existência de reservatórios sob a camada de sal.

Restaria, assim, o argumento de que a participação proporcional dessas empresas nos investimentos realizados nesses blocos tenha representado um papel especialmente importante para viabilizar as campanhas exploratórias e os planos de desenvolvimento dos campos descobertos. Em termos genéricos, esse é um argumento válido, pois, obviamente, a participação de mais de uma empresa, em qualquer caso, implica em uma diluição da responsabilidade pelos investimentos, podendo potencializar o alcance de um determinado empreendimento. Mas, no caso concreto desses blocos arrematados com a participação das empresas mencionadas, não se pode ignorar que existia um cenário de risco baixo e de prêmio elevado em função, exatamente, do conhecimento acumulado pela Petrobras. O que se pode afirmar, com certeza, é que essas empresas obtiveram lucros extraordinários, conforme demonstraria uma comparação entre o montante por elas investido e a receita auferida com a produção de petróleo e gás natural no campo super-gigante de Lula e no campo gigante de Sapinhoá, viabilizada em um prazo extremamente curto para os padrões da indústria³⁹, o que foi ainda potencializado pela alta produtividade dos poços.

Assim, uma avaliação sobre os resultados da “abertura do mercado” que se limite a “contabilizar” o número de empresas participantes nas propostas vencedoras e os valores arrecadados nos leilões promovidos pela ANP, e a “celebrar” os investimentos que, potencialmente, essas empresas viriam a realizar no País, cumpre o papel de obscurecer a natureza dos benefícios que foram proporcionados a essas empresas estrangeiras em prejuízo dos próprios interesses do País, conforme materializado na redução da participação da Petrobras, imposta pela regra de devolução compulsória das áreas exploratórias sem que fosse assegurado um período adequado para uma avaliação do potencial das mesmas, o que, por si só, denunciava qual era a verdadeira natureza do suposto “regime concorrencial”.

Na seqüência da realização dos primeiros leilões para concessão de novas áreas para as atividades de exploração e produção, uma mudança no cenário da indústria

³⁹ A descoberta de Tupi (Lula) foi anunciada em 2006, e o primeiro sistema definitivo (piloto) entrou em produção em 2010. A descoberta de Guará (Sapinhoá) foi anunciada em 2008, e o primeiro sistema definitivo (piloto) entrou em produção em 2014.

acabou por ampliar as perspectivas para a atuação da Petrobras: a elevação dos preços mundiais do petróleo que, de um valor inferior a US\$ 25/bbl, em 2000, subiu de forma contínua até alcançar um valor médio em torno de US\$ 100/bbl, entre 2011 e 2014. Ou seja, a empresa passou a se beneficiar de um ciclo de preços elevados que iria perdurar durante quinze anos, contando, então, com uma maior disponibilidade de recursos próprios para realizar pelo menos parte dos investimentos que seriam demandados.

Sob um novo governo de cores mais “nacionalistas” e “estatizantes”, desde 2003, as nuvens da privatização que pairavam sobre a empresa desde a aprovação da Lei do Petróleo dissiparam-se. Mas, nos primeiros anos, a perspectiva criada para a Petrobras era relativamente modesta: o que aparecia como novidade, eram iniciativas voltadas para a inclusão do biodiesel na matriz energética; e uma ênfase na política de conteúdo local, com o redirecionamento de algumas plataformas para construção por estaleiros localizados no país etc.. Além disso, houve, de uma maneira geral, um estímulo para que a empresa ampliasse o volume de investimentos nas diferentes áreas de negócios. Na área de E&P, continuaram ocorrendo novas descobertas no período 2003-2006, garantindo a manutenção de índices de reposição de reservas positivos, com um crescimento líquido de 1.000 MMbbl, e um incremento na produção da ordem de 240 Mbbbl/d⁴⁰.

A conjuntura em que os setores de infraestrutura recém-privatizados nos países periféricos eram identificados como oportunidades de investimentos para o capital financeiro internacional; em que se vivia um curto período de euforia com os resultados da política econômica do governo, fortemente ancorada no estímulo ao consumo; e em que a Petrobras via-se fortalecida por uma dinâmica de aumento das receitas e da rentabilidade, o que se traduzia em uma maior capacidade de investimento e, também, em uma maior capacidade de pagamento dos empréstimos captados no mercado, mostrou-se suficientemente atrativa para que as agências de risco de classificação de risco melhorassem a avaliação da empresa, que teve sua classificação elevada para “grau de investimento”, decisão que foi influenciada por igual classificação atribuída ao País por essas mesmas agências de risco. Com isso, abria-se um novo quadro em que a empresa passou a contar com condições mais facilitadas para acesso a novo financiamentos.

⁴⁰ Entre 2003 e 2006, as reservas cresceram de 10.613 MMbbl para 11.671 MMbbl, enquanto a produção cresceu de 1.540 Mbbbl/d para 1.778 Mbbbl/d.

A nova realidade de preços de petróleo elevados, de acesso a crédito aparentemente facilitado e de estímulo por parte do governo, gerou a expectativa de que a empresa conseguiria viabilizar os investimentos necessários para diversificar e expandir suas atividades e ampliar sua participação no mercado nacional e, ainda, para ocupar um papel relevante no mercado internacional de petróleo e gás natural.

Mesmo nesse quadro, em que foi demandada para realizar um volume maior de investimentos, ficando mais exposta e dependente das flutuações do preço do petróleo no mercado mundial e, também das eventuais alterações dos indicadores macroeconômicos do país, sujeitos aos “humores do mercado”, a empresa conseguiu sustentar um processo de expansão contínua das atividades de exploração e produção, que se traduziu na descoberta de novas reservas e no desenvolvimento de novos campos, com a entrada em operação de novas unidades de produção, resultando em um crescimento relativamente sustentado (embora não “espetacular”) da produção de petróleo e gás natural, até alcançar a chamada “auto-suficiência” em 2006 (volume de petróleo bruto produzido equivalente ao volume de petróleo processado nas refinarias); e, no que pode ser considerado como o ápice desse processo, na descoberta de reservatórios gigantes e super-gigantes na camada do pré-sal.

As descobertas do pré-sal, pelo gigantismo das reservas e pelas condições críticas presentes na realização de atividades de E&P nesse horizonte geológico, até então inéditas para toda a indústria, estabeleceram um novo patamar para a Petrobras, passando a determinar a estratégia da empresa daí em diante. Mais do que isso, alteraram a visão e a estratégia do próprio governo de então com relação à empresa e ao futuro do setor de petróleo e gás natural no país, o que veio a se materializar na iniciativa de capitalização da empresa e na mudança do marco regulatório, temas que serão tratados na próxima seção.

A partir de 2007, na sequência da descoberta do prospecto de Tupi (que depois recebeu a denominação de campo de Lula), à medida que as novas informações obtidas confirmavam a existência de reservas em volumes inimagináveis para a empresa até pouco anos antes, o esforço das atividades de E&P voltou-se, com intensidade cada vez maior, para a delimitação e o dimensionamento dos reservatórios e para o estabelecimento de estratégias que possibilitassem colocar os campos em produção no prazo mais curto que fosse possível. Nesse período, a Petrobras realizou investimentos expressivos com foco nos reservatórios do pré-sal, principalmente na aquisição de

dados de sísmica 3D, na perfuração de poços exploratórios, na realização dos TLD's e na implantação dos primeiros sistemas de produção definitivos.

Como resultado desse esforço, em 2016, em um intervalo, portanto, de menos de dez anos, já se encontravam em operação, somente na Bacia de Santos, um total de nove sistemas de produção definitivos interligados a reservatórios da camada pré-sal. Simultaneamente, foram concluídas as atividades de exploração nos campos sob o contrato de cessão onerosa, já com a previsão de implantação de outros nove sistemas definitivos de produção até 2021, enquanto no campo de Libra (contrato de partilha) as atividades de exploração encontram-se em um estágio avançado, com previsão de realização do primeiro TLD em 2017 e de implantação dos dois primeiros sistemas de produção definitivos em 2020 e 2021.

Em resumo, o volume de recursos aplicados e a intensidade das atividades de E&P realizadas permitiram à Petrobras acrescentar à experiência já acumulada no pós-sal da Bacia de Campos, um conhecimento inestimável sobre os reservatórios existentes na camada do pré-sal, em um intervalo de tempo extremamente reduzido, o que consolidou a liderança da empresa nas atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas e reforçou sua posição singular no contexto da indústria mundial de petróleo e gás natural.

Mas, além do desafio que representava a viabilização dos empreendimentos na área de E&P, a empresa viu-se compelida a realizar investimentos também na estruturação de uma cadeia de fornecedores, o que abrangia, por exemplo, a implantação de novos estaleiros, espalhados por diversos estados, que deveriam se encarregar de fornecer novas embarcações de apoio, sondas de perfuração e unidades de produção. Ou, ainda, a realizar investimentos no desenvolvimento das tecnologias que eram demandadas para que os diversos componentes e equipamentos utilizados nos sistemas de produção pudessem resistir às condições existentes no pré-sal⁴¹.

⁴¹ Em sua trajetória, a Petrobras tem se deparado com a responsabilidade de gerar as tecnologias demandadas na exploração e produção de campos de petróleo *offshore* e de realizar os investimentos necessários para tanto, em contraste com as grandes empresas internacionais, as chamadas *International Oil Companies (IOCs)*, que compartilham essa responsabilidade com suas congêneres fornecedoras de bens e serviços em seus respectivos países de origem, onde estão localizados os principais centros de pesquisas e plantas industriais dessas empresas. Além de manterem o domínio sobre as principais tecnologias aplicadas nas atividades de exploração e produção, apropriando-se dos benefícios gerados pela sua comercialização em suas matrizes, localizadas no exterior, tanto as *IOCs* como as empresas internacionais fornecedoras de bens e serviços atuam no mercado mundial, com possibilidade, portanto, de aplicar as tecnologias que são desenvolvidas nos seus diversos empreendimentos ao redor do mundo, o que proporciona ganhos de escala evidentes para essas empresas.

Outros fatores específicos contribuíram para aumentar o volume de recursos requerido, a exemplo do fato de as atividades de E&P no pré-sal apresentarem custos relativamente mais elevados do que aqueles incorridos, por exemplo, em terra ou em águas rasas, em função tanto das condições mais severas presentes nas regiões de águas ultraprofundas e no horizonte geológico do pré-sal, como da necessidade, à época, de que a empresa ultrapassasse a “curva de aprendizagem” para que, em uma etapa posterior, pudesse reduzir esses custos. Ou, mesmo, a conjuntura marcada pelo “aquecimento” do mercado, influenciada pela alta dos preços do petróleo, que aumentava a demanda por equipamentos e serviços e, assim, criava uma oportunidade para que as empresas fornecedoras de bens e serviços também elevassem seus preços, como estratégia para se apropriarem de uma parcela das rendas petrolíferas, o que tinha como consequência a elevação do custo final dos empreendimentos e, conseqüentemente, a necessidade de maior volume de investimentos.

Havia, também, compromissos de investimentos relevantes relacionados às demais áreas de negócios da empresa, envolvendo diversos projetos de grande porte, como, por exemplo, a implantação de uma extensa rede de gasodutos que viabilizaria o aproveitamento do gás natural produzido em volumes crescentes (“gás associado”); a modernização das refinarias existentes, o que tinha como objetivo viabilizar o aumento da produção de gasolina e diesel (respondendo ao expressivo crescimento da demanda por esses combustíveis); a construção de novas refinarias, que tinham o objetivo de compatibilizar, no médio/longo prazo, as curvas de oferta e demanda de derivados: o COMPERJ, a RNEST e as duas Refinarias Premium, que seriam localizadas nos estados do Ceará e do Maranhão etc..

Esses investimentos, fortemente ancorados no desenvolvimento das reservas do pré-sal, estavam relacionados a um amplo leque de objetivos: compensar o declínio da produção dos campos localizados na Bacia de Campos; atender ao incremento da demanda interna por derivados de petróleo e por gás natural; e passar a atender, também, uma parcela do incremento da demanda mundial, segundo a expectativa de que viesse a assumir a nova condição de exportadora líquida de petróleo ou de derivados, ou dos dois produtos.

No entanto, conforme veio a se comprovado, a escala do pré-sal, o ritmo definido para o desenvolvimento dos campos ali descobertos, os empreendimentos de E&P na Bacia de Campos e outros empreendimentos de grande porte nas demais áreas de negócios da empresa demandavam a aplicação de um volume de recursos muito

superior ao que era gerado pelas atividades operacionais da empresa, levando que esta tivesse que buscar fontes externas de financiamento, renunciando, assim, um crescimento do seu nível de endividamento para os anos seguintes.

A dinâmica dessa relação entre a empresa e os seus financiadores suscita a dúvida quanto a quem, de fato, define a estratégia da empresa e decide os seus investimentos. Dúvida que, aliás, se repetiria para grande parte das empresas petrolíferas igualmente enredadas em processos de endividamento acentuados, conforme visto no Capítulo 1. Este tema, que é crucial para uma compreensão sobre a crise da Petrobras, será retomado nas considerações finais.

Esse novo quadro de endividamento crescente que, por si só, já seria suficiente para caracterizar as dificuldades que a empresa teria que superar para viabilizar as metas traçadas para a expansão de suas atividades, foi ainda mais agravado pela ação do governo no sentido de manter os preços internos dos combustíveis em níveis inferiores aos praticados no mercado internacional durante um longo período - as perdas acumuladas da empresa até outubro de 2014 somaram US\$56,5 bilhões⁴² (ALMEIDA, 2016a) - o que influenciou negativamente a geração de caixa e reduziu a capacidade de investimento da empresa, tornando mais restritivas as suas condições de financiamento.

Mesmo em meio a essas limitações, a Petrobras conseguiu, durante um período relativamente longo, manter níveis elevados de investimentos, da ordem de US\$ 40 bilhões/ano, em média, no período 2009-2014. Mas, independentemente da maior ou menor influência de medidas equivocadas, ou de fatores ou conjunturas específicas, a impossibilidade de viabilizar os investimentos demandados apenas com recursos próprios, que gerou um quadro de crescente dependência do mercado financeiro, denunciava que a empresa não teria fôlego suficiente para sustentar as metas de produção muito ousadas estabelecidas na esteira da euforia que se seguiu à descoberta do pré-sal e, ainda, da expectativa criada com a mudança do marco regulatório.

Os primeiros sinais de “crise” da empresa acompanharam o progressivo aumento do seu nível de endividamento, fazendo com que seus indicadores de “alavancagem” ultrapassassem os “limites” impostos pelo mercado financeiro, o qual não demorou em apresentar a “fatura” na forma do rebaixamento da classificação da empresa para “grau

⁴² O estudo destaca que a Petrobras não praticou um alinhamento de preços no período entre 2007 e janeiro de 2016. A duração dos períodos em que os preços internos ficaram abaixo do mercado nacional foi maior; e os diferenciais de preços foram mais elevados nos períodos em que eram praticados preços inferiores ao mercado internacional. O valor das perdas acumuladas equivalia a mais da metade da dívida líquida da Petrobras.

especulativo”, o que teve como consequência a elevação das taxas de juros e a imposição de restrições adicionais para a concessão de novos empréstimos. Como agravante, o equilíbrio financeiro da empresa foi fortemente impactado pelo acentuado processo de desvalorização do real ante o dólar, ocorrido de 2012 em diante, com registro de um “pico” em 2015.

Além de uma avaliação pouco cautelosa com relação às possíveis oscilações dos indicadores macroeconômicos que, considerando a proporção da dívida denominada em outras moedas, em especial o dólar, impactariam diretamente o nível de endividamento da empresa no período entre 2011 e 2016, outra variável não considerada na estratégia então formulada para a empresa era de que, a situação criada após a abertura do mercado e a venda das ações “excedentes” de propriedade da União, na Bolsa de Nova York, era bastante diversa daquela que havia perdurado até 1997, quando a participação de investidores estrangeiros na empresa era igual a zero, enquanto, agora, aproximava-se de 40%. Esse novo quadro implicava em que a empresa, submetida aos critérios da SEC e aos humores dos agentes do mercado financeiro, teria reduzida a sua margem de manobra para administrar o seu endividamento, além de ficar sujeita a eventuais decisões desfavoráveis da justiça norte-americana, ciosa na defesa tanto do patrimônio dos investidores colocados sob sua proteção como da “saúde” do mercado financeiro.

Por fim, aos desequilíbrios produzidos em decorrência da necessidade de realizar pesados investimentos - vendo-se obrigada a arcar com os elevados custos de financiamento e a submeter-se aos controles do mercado financeiro internacional, conforme relatado -, veio se somar o contrachoque dos preços do petróleo, ocorrido em julho de 2014, inaugurando um novo ciclo de preços relativamente baixos, com a consequente redução das receitas e das margens da empresa, o que agravou ainda mais a situação de relativa instabilidade que já estava presente no momento anterior.

2.5 O novo cenário criado a partir das descobertas do pré-sal: as mudanças introduzidas no marco regulatório e a capitalização da Petrobras

Os resultados obtidos a partir da implementação do programa exploratório na Bacia de Santos, depois do anúncio da descoberta de Tupi em 2006, confirmaram o potencial dos reservatórios do pré-sal. Embora não tivesse ainda ocorrido a declaração de comercialidade de nenhuma das áreas concedidas na região do pré-sal – no caso do prospecto de Tupi, por exemplo, esta veio a ocorrer somente em dezembro de 2010 -, as

informações parciais, disponíveis até 2009, já permitiam estimar volumes recuperáveis de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo equivalente em Tupi⁴³ e de 3 a 4 bilhões em Iara⁴⁴. Ao mesmo tempo, foram retomadas atividades exploratórias nos campos já em produção da Bacia de Campos, em direção à camada pré-sal, resultando também na descoberta de novos reservatórios nessa camada, a exemplo do Parque das Baleias⁴⁵, com volumes recuperáveis de 1,5 a 2,0 bilhões de barris de petróleo equivalente.

Mesmo que o quadro das reservas existentes não fosse definitivo, pois os estudos sobre diversos blocos da Bacia de Santos encontravam-se ainda em andamento por meio da perfuração de novos poços exploratórios e da realização do primeiro TLD de Tupi, que teve início somente em maio de 2009, esses resultados parciais anunciavam uma perspectiva de, no mínimo, dobrar as reservas existentes, o que, por si só, já representava uma mudança de patamar no que se refere ao potencial petrolífero do país conhecido até então (Figura 1).

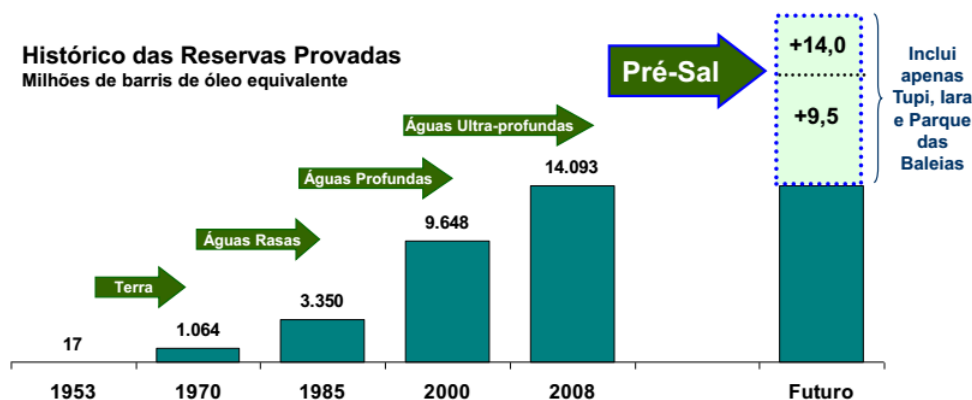


Figura 1. Histórico das reservas provadas e estimativa das reservas do pré-sal
Fonte: MME (2009)

As especulações relativas ao volume de reservas que existiriam na camada pré-sal oscilavam entre estimativas “pessimistas” – 30 a 40 bilhões de barris – e “otimistas” – 80 a 100 milhões de barris⁴⁶ – pelas quais, invariavelmente, o país passaria a se situar em posição de destaque no ranking mundial de países possuidores das maiores reservas. Com base nesse nível de reservas projetado, estimava-se, para 2020, um acréscimo na

⁴³ PETROBRAS. Análise da área de Tupi. **Fato Relevante**, 8 nov. 2007.

⁴⁴ PETROBRAS. Acumulação de Óleo no Pré-Sal da Bacia de Santos. **Fato Relevante**, 10 set. 2008.

⁴⁵ PETROBRAS. Descoberta de grandes volumes de óleo leve no pré-sal do Espírito Santo. **Fato Relevante**, 21 nov. 2008.

⁴⁶ CRUZ, Valdo. Governo Lula dá viés social e nacionalista ao pré-sal. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 30 ago. 2009.

produção de petróleo da ordem de 1.815.000 bbl/d, somente no pré-sal, o que seria equivalente ao volume total produzido em 2009 (1.936.000 bbl/d) (MME, 2009)⁴⁷.

Havia, portanto, evidências suficientes de que as descobertas do pré-sal alteravam profundamente o quadro local da indústria de petróleo e gás natural, o que gerou no governo a expectativa de que isso abriria novas perspectivas para o país no contexto mundial dessa indústria, com possíveis impactos internos na expansão de outros setores econômicos e na geração de recursos que pudessem ser aplicados no atendimento às demandas existentes na área social e na área de infraestrutura.

Essa percepção aparece como a principal motivação da iniciativa do governo de propor um novo marco regulatório para o pré-sal, cuja responsabilidade foi atribuída a uma comissão interministerial, criada em 2008, dando origem a quatro projetos de lei divulgados em 1º de setembro de 2009⁴⁸. Em agosto de 2008, em discurso durante reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social, o Presidente Lula explicitou qual seria a visão do governo sobre o significado das descobertas do pré-sal para o País e enunciou alguns dos princípios que norteariam a proposta do novo modelo:

O Brasil tirou “um bilhete premiado” com as reservas de petróleo da camada de pré-sal, que são “um passaporte para o futuro” em riquezas para o povo brasileiro. Por isso, o governo não vai “sair gastando” recursos ainda indefinidos, disse hoje o presidente Luiz Inácio Lula da Silva, ao reiterar que o objetivo é a exportação futura de derivados e não de petróleo bruto. “O Brasil não quer ser um megaexportador de óleo cru; ao contrário, queremos consolidar uma forte indústria petrolífera, que exporte os derivados”, disse Lula em discurso na reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social (Conselhão) sobre o conjunto de investimentos públicos e privados previstos até 2012. [Lula] também voltou a enfatizar que essas reservas de petróleo “são da União e devem beneficiar todos no Brasil, para a educação e o combate à miséria”. O presidente disse que o país não deve “se deslumbrar” com o pré-sal e aguardar para gerir os recursos com responsabilidade. “Há desafios e não podemos nos dar ao luxo de perder essa riqueza”, continuou.⁴⁹

No que se refere ao mercado mundial, a análise efetuada pelo governo indicava um acentuado déficit na oferta de petróleo, da ordem de 75 MMbbl/d, até 2030, decorrente da depleção natural dos campos então em produção, volume que deveria ser suprido, em grande parte, pela incorporação de novas descobertas. Acreditava-se que o

⁴⁷ Nesse mesmo documento, a estimativa de produção média (anual) de petróleo em 2017, somente no pré-sal, era de 1.336.000 bbl/d, pouco superior à produção média (mensal) de petróleo em maio de 2017, apurada pela ANP, que foi de 1.265.183 bbl/d (ANP, 2017).

⁴⁸ Projeto de Lei 5938/2009 (Regime de Partilha de Produção); Projeto de Lei 5940/2009 (Fundo Social); Projeto de Lei 5939-2009 (PPSA); e Projeto de Lei 5941/2009 (Cessão Onerosa e Capitalização)

⁴⁹ PRÉ-SAL é bilhete premiado para o Brasil, avalia Lula. **Valor Online**, 28 ago., 2008.

Brasil, na sua nova condição, poderia ocupar um papel de relevo no mercado mundial, tornando-se um fornecedor “mais confiável” dos principais países importadores (Estados Unidos, Japão e outros países da OCDE, além da China), como alternativa ao grupo de países exportadores, constituído, basicamente, pelos países-membros da OPEP e pela Rússia e Noruega, que à exceção deste último, eram países que apresentariam um quadro de “instabilidade institucional”⁵⁰. Nessa avaliação, em contraste com os países exportadores tradicionais, o Brasil apresentaria uma “situação privilegiada”, por reunir condições tais como: nível elevado de reservas; domínio de tecnologias sofisticadas na área de petróleo; base industrial diversificada; grande mercado consumidor; e, principalmente, estabilidade institucional e jurídica⁵¹ (MME, 2009).

A proposta do novo modelo estava calçada, também, em uma avaliação relativa às diferenças que existiriam entre o cenário apresentado em 2009, marcado pela expansão do setor de petróleo e gás natural, que culminou com as descobertas do pré-sal, e o cenário que prevalecia em 1995, quando foi promulgada a quebra do monopólio da Petrobras, e em 1997, quando foi aprovada a lei do petróleo (Lei 9.478/1997), que instituiu o regime de concessão para as atividades de exploração e produção. Obviamente, essas diferenças estendiam-se às concepções e prioridades políticas dos governos que comandaram o país em um e outro período. Com relação a esse último aspecto, o novo governo estaria empenhado em promover uma “revisão” do papel do Estado, que deveria, agora, assumir o compromisso com uma política industrial voltada para a criação e fortalecimento de uma cadeia local de fornecedores de bens e serviços e para o aumento dos índices de conteúdo local e, ainda, para o desenvolvimento da indústria de refino e petroquímica no país, o que se contrapunha à visão pautada pela redução do papel do Estado, que havia predominado no governo anterior.

Quanto aos aspectos relacionados mais diretamente às condições existentes para a realização das atividades de exploração e produção, consideradas entre os critérios

⁵⁰ No panorama geopolítico foram consideradas somente as novas descobertas de reservatórios convencionais, não tendo sido previsto o forte incremento nas reservas e na produção não convencional (*tight oil e shale gas*) nos Estados Unidos.

⁵¹ Era comum que as análises do governo fossem carregadas de traços ufanistas, a exemplo do parágrafo retirado da exposição de motivos que acompanhou o projeto de lei nº 5938/2009, transcrito a seguir:

“10. Destaque-se que o cenário mundial sofreu mudanças significativas desde a promulgação da Lei do Petróleo. Em 2008, em situação de grande desenvolvimento econômico mundial, quando o barril de petróleo chegou a estar cotado a US\$ 147.00, o mundo contabilizava diversas disputas entre países desencadeadas pela necessidade de fornecimento regular de energia. Tal cenário, associado às descobertas mencionadas, mostra-se extremamente favorável ao Brasil que, devido à sua estabilidade política e robustez de sua economia, pode se transformar, no médio prazo, em confiável fornecedor mundial de petróleo, gás natural e seus derivados.” (grifos nossos)

para a escolha do modelo, enfatizava-se o contraponto que existiria entre as condições de baixa rentabilidade e de risco elevado, que justificaram o regime de concessão, e o novo contexto em que o País havia efetuado a descoberta de uma grande província petrolífera, considerada como uma das mais importantes dos anos recentes, que apresentaria riscos exploratórios extremamente baixos e a perspectiva de uma grande rentabilidade.

Havia, ainda, outros aspectos que reforçariam as diferenças entre os cenários existentes nos dois períodos: a alteração da condição em que o país era importador de petróleo para uma nova condição em que este ampliaria sua capacidade de produção, transformando-se em exportador; a mudança verificada na Petrobras, de uma situação de restrição no acesso a recursos destinados a investimentos, para uma situação de maior capacidade na captação de recursos; e a mudança de patamar dos preços mundiais de petróleo, que passaram de US\$ 19/bbl, em 1997, para US\$ 65/bbl, em 2007 (MME, 2009).

Esse conjunto de considerações deu origem à proposta do novo modelo, materializado na forma de três novas leis que foram aprovadas em 2010.

A Lei 12.351/2010, que resultou da unificação dos Projetos de Lei 5.938/2009 e 5.940/2009, define o arcabouço do novo modelo regulatório, com a instituição do regime de partilha de produção para as atividades de exploração e produção na área do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas, complementada com a criação do Fundo Social, o qual deverá centralizar as receitas obtidas com a comercialização do petróleo e gás natural, além do valor arrecadado com o bônus de assinatura, royalties e outras parcelas destinadas à União. Outra lei que também compõe o arcabouço do regime de partilha e que teve origem no Projeto de Lei 5.939/2009, a Lei 12.304/2010, autoriza a criação de uma empresa pública com atribuição de gerir, em nome da União, os contratos de partilha e os contratos de comercialização do petróleo e gás natural.

A Lei 12.276/2010, que teve origem no Projeto de Lei 5.941/2009, autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o direito de produzir até 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo em áreas não concedidas localizadas no pré-sal e, ainda, a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal.

2.5.1 O regime de partilha da produção

A proposta de um novo regime de exploração e produção em áreas do pré-sal partiu da caracterização de que essa área apresentava, potencialmente, um risco exploratório extremamente baixo e uma grande rentabilidade, conceito que foi ampliado para abranger “áreas estratégicas” que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo. O objetivo declarado pelo governo, na ocasião, para a implantação do regime de partilha de produção, foi, então, o de aumentar a participação do estado nos resultados obtidos na produção de petróleo e gás natural e, ao mesmo tempo, de aumentar o controle, pela União, sobre a riqueza potencial do pré-sal, abrangendo desde o controle direto das etapas de exploração e produção e dos respectivos custos envolvidos até o controle da comercialização do petróleo e do gás natural produzidos. O polígono pré-sal, definido no Anexo da Lei 12.351/2010, está representado na Figura 2.

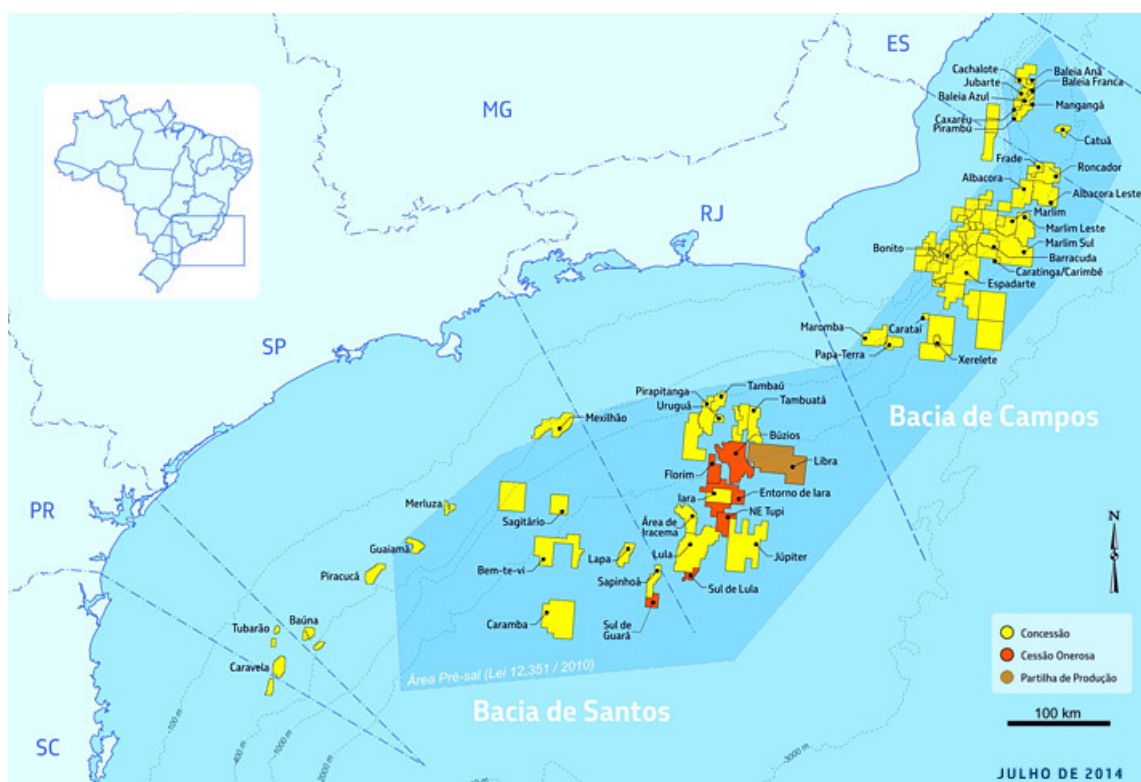


Figura 2. Polígono pré-sal – Fonte: Petrobras (2017c)

Tanto no regime de partilha como no regime de concessão, a exploração se faz por conta e risco da empresa petrolífera. Mas uma diferença importante está relacionada à propriedade do petróleo e do gás natural produzidos, pois, no regime de partilha, a propriedade destes bens é da União, cabendo à empresa ou ao consórcio contratado o direito somente a uma parcela, na forma previamente determinada pelo contrato, enquanto no regime de concessão, a propriedade desses bens, depois de extraídos, é

conferida integralmente ao concessionário, cabendo a este apenas arcar com os encargos relativos ao pagamento de tributos e das participações governamentais.

No contrato de partilha da produção o volume total da produção de petróleo e gás natural é segregado em duas parcelas – o “custo em óleo” e o “excedente em óleo” – com o fim de determinar a forma de repartição, entre o Estado Brasileiro e as empresas de petróleo, das receitas geradas nessa atividade. O “custo em óleo” corresponde à parcela que é apropriada pelas empresas como forma de ressarcimento dos custos incorridos na produção, incluindo aqueles correspondentes aos investimentos de capital. O “excedente em óleo” (ou “lucro em óleo”) corresponde à parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao “custo em óleo” e aos royalties devidos⁵² ⁵³. O pressuposto do regime de partilha é de que uma maior parcela das receitas seria apropriada pelo Estado que, com a maximização de suas receitas⁵⁴, poderia ampliar os benefícios decorrentes das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural para a sociedade, enquanto as empresas reteriam uma parcela menor das receitas geradas, auferindo lucros inferiores aos que seriam obtidos sob o regime de concessão⁵⁵. Nesse modelo, caberia ao Estado “calibrar” esse objetivo de “ganho máximo” com a parcela de ganhos que seria proporcionada às empresas, de forma a alcançar um “ponto de equilíbrio” que garantisse que estas mantivessem o interesse em participar dos leilões.

Como parte integrante desse modelo foi criado o Fundo Social, um fundo especial de natureza contábil e financeira que cumprirá o papel de centralizar as receitas apropriadas pelo Estado e de fazer a gestão financeira da aplicação desses recursos, na forma de financiamentos de atividades e projetos diversos, no país ou no exterior, cujo objetivo seria o de garantir a “rentabilidade” do fundo (no que o Fundo Social não se

⁵² Os royalties devidos equivalem a 15% (quinze por cento) do valor da produção (Lei 12.351/2010, artigo 42, §1º). Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos em ato do Poder Executivo, em função dos preços de mercado do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, das especificações do produto e da localização do campo (Lei 12.351/2010, artigo 42-A, §1º).

⁵³ No caso de blocos localizados em terra é deduzida, ainda, a parcela equivalente a até 1% do valor da produção a ser destinada aos proprietários da terra onde se localiza o bloco.

⁵⁴ Havia previsão, quando da aprovação do novo marco regulatório, de que o valor final das receitas apropriadas pelo Estado, na forma de participação no “excedente em óleo”, segundo as regras do regime de partilha, seria superior ao valor que seria gerado com a aplicação da Participação Especial. Rodrigues (2016) demonstra que essa premissa somente é verdadeira quando observadas as condições relativas ao preço do petróleo, ao volume recuperável e, principalmente, à alíquota de participação do Estado no “excedente em óleo”.

⁵⁵ No caso do leilão do prospecto de Libra, único realizado até 2016, a participação do Estado foi fixada em 41,65% do “lucro em óleo”.

diferencia de qualquer fundo que opere no mercado financeiro), ou, ainda, na forma da destinação de recursos para a realização de atividades e projetos considerados prioritários pelo governo – combate à pobreza, desenvolvimento da educação etc.-, atendidos os condicionantes e diretrizes estabelecidas em lei.

Entre as justificativas apresentadas para a criação do Fundo Social incluem-se: a necessidade de estender, no tempo, os possíveis benefícios da indústria de petróleo, de forma a que estes perdurem, beneficiando as gerações futuras, mesmo depois que o petróleo tenha se esgotado; impedir que a alocação dos recursos seja impactada negativamente pela volatilidade dos preços, no sentido tanto de induzir a aplicação de uma quantidade elevada de recursos, concentrada no tempo, como de impor uma redução abrupta da disponibilidade de recursos; e evitar o efeito da apreciação cambial que decorreria do afluxo de um grande volume de recursos em moeda estrangeira, o que impactaria negativamente a competitividade dos produtos nacionais, provocando uma atrofia em outros setores da economia⁵⁶.

Com a criação do Fundo Social, as receitas que cabem à União, advindas das atividades petrolíferas, são segregadas das receitas orçamentárias do Estado. Em linhas gerais, essa segregação tem o sentido de estabelecer uma perspectiva de médio e longo prazo para a aplicação dessas receitas, direcionando-as para programas estruturais em detrimento de despesas de custeio ou gastos considerados não prioritários.

Os recursos destinados ao Fundo Social incluem as receitas provenientes da comercialização do petróleo e do gás natural de propriedade da União; do bônus de assinatura; e da parcela que cabe à União referente aos Royalties, cujo percentual global foi ampliado de 10% para 15% sobre o valor total da receita, com novos critérios de distribuição entre estados e municípios. A parcela das receitas com Royalties que são destinadas à união equivale a 15% do valor total apurado quando a produção ocorrer em terra, rios, lagos etc.; e a 22% do valor total apurado quando a produção ocorrer na plataforma continental, mar territorial etc.. Adicionalmente, a lei de partilha destinou ao Fundo Social a parcela das receitas de Royalties e de Participação Especial que cabe à União proveniente dos contratos de concessão.

A criação da PPSA, empresa 100% estatal, representa outro componente importante do arranjo institucional do modelo de partilha da produção. A PPSA participa do Comitê Operacional dos consórcios contratados sob o regime de partilha,

⁵⁶ Projeto de Lei 5940/2009. E.M.I. nº 119 – MF/MME/MP/MDIC/CCIVIL, de 31/8/2009.

indicando metade de seus membros, entre os quais seu presidente, podendo exercer o poder de veto nas decisões desse comitê, ou seja, a PPSA possui atribuições amplas no âmbito do consórcio como, por exemplo, participar da avaliação técnica e econômica dos planos e programas relacionados às atividades de exploração e produção previstas no contrato e monitorar diretamente a implementação desses planos e programas, o cumprimento das exigências relativas ao conteúdo local e a correta apuração dos custos operacionais que definirão a parcela do “custo em óleo” que deverá ser apropriada pelas demais empresas participantes do consórcio. Ao mesmo tempo, a PPSA não assume responsabilidade direta ou indireta pela execução das atividades de exploração e produção, bem como não assume os riscos e não responde pelos custos e investimentos referentes a essas atividades.

Com relação, ainda, às atribuições relacionadas diretamente aos contratos sob o regime de partilha, cabe também à PPSA representar a União nos procedimentos de individualização da produção nos casos em que as jazidas da área do pré-sal se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas.

A PPSA possui atribuições relacionadas também à gestão da política de comercialização do petróleo e gás natural de propriedade da União - o que inclui a responsabilidade de celebrar contratos com agentes comercializadores -, possuindo poderes para influenciar diretamente a disponibilidade de petróleo e gás natural, que estaria em consonância com o objetivo, então enunciado, de viabilizar o desenvolvimento da indústria de refino e de petroquímica no país (MME, 2009).

No regime de partilha há, ainda, previsão de que o ritmo de contratação dos blocos de exploração, além de observar as prioridades da política energética, seja compatibilizado com o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços, o que se soma a outras condições que apontam para objetivos que não se restringem ao aumento da produção de petróleo e gás natural.

Coerente com a estratégia de fortalecer a intervenção do Estado no setor de petróleo e gás natural houve uma redefinição do papel da Petrobras no âmbito do regime de partilha. A empresa foi contemplada com condições e atribuições especiais que, em termos práticos, refletiam um reconhecimento de sua importância crescente no cenário dessa indústria, a qual se traduzia em indicadores de volumes crescentes de reservas e de produção e, em especial, na liderança tecnológica da empresa nas atividades de exploração em águas profundas e ultraprofundas. Reconhecia-se, enfim, que não fosse pela atuação da Petrobras, muito provavelmente sequer teriam ocorrido as descobertas

do pré-sal que suscitaram a proposta de um modelo específico de contratação das atividades de exploração e produção para essa área.

O regime de partilha criou, então, a possibilidade de contratação direta da Petrobras, sem licitação, ao mesmo tempo em que estabeleceu a obrigatoriedade de que a empresa atue como operador único das áreas licitadas, com uma participação mínima de 30% nos consórcios que viessem a ser constituídos para participar dos leilões. Essa definição da Petrobras como operador único asseguraria que a empresa continuasse desempenhando um papel de vanguarda no desenvolvimento de novas tecnologias aplicadas à E&P em águas profundas e ultraprofundas, nas condições específicas de reservatórios localizados na camada do pré-sal, mantendo a possibilidade, pelo menos em tese, de que fosse criada no país uma base de empresas fornecedoras de bens e serviços, fortemente ancoradas em inovações tecnológicas, objetivo que apresenta resultados pífios quando se analisa a trajetória da indústria de petróleo no Brasil nos vinte anos que antecederam a aprovação desse novo modelo. Como parte, ainda, das condições especiais que foram criadas para a empresa, a Petrobras poderá ser contratada diretamente, sem licitação, para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas e, também, como agente comercializador do petróleo e do gás natural de propriedade da União.

A iniciativa de fortalecimento da Petrobras, por si só, marcava uma clara diferença com relação ao regime de concessão, no qual, mesmo sendo uma sociedade de economia mista e apresentando já àquela época um desempenho de destaque, a Petrobras foi inserida como uma “empresa entre outras”, o que fazia parte da estratégia de esvaziar a empresa e restringir o seu raio de ação e, assim, forçar a abertura do mercado interno para as grandes empresas internacionais.

Mas, no regime de partilha, a Petrobras também foi afetada com a perspectiva de receitas mais reduzidas, considerando a tendência de que, nesse regime, todas as empresas se apropriem de uma menor parcela do resultado da produção. Mas, a rigor, o mecanismo introduzido pelo regime de partilha mostra-se mais vantajoso para a União, que poderá apropriar-se de uma receita mais elevada, na forma do “excedente em óleo”, além de beneficiar-se com os resultados obtidos pela Petrobras, embora estes últimos tendam a ser mais reduzidos. Outra consequência, é que os investidores privados, que detêm a maior parte do capital social da Petrobras, serão também afetados, passando a contar com benefícios mais reduzidos.

No caso da Petrobras, em comparação com as demais empresas, há que considerar que essa perda relativa de receitas foi amplamente compensada pela possibilidade de a empresa ser contratada diretamente (100%) e pela sua condição de operador único⁵⁷, com participação mínima de 30%, o que lhe assegurou um papel proeminente nas atividades de exploração e produção na área do pré-sal.

Uma crítica recorrente à iniciativa de substituição do regime de concessão pelo regime de partilha, na área do pré-sal, questiona a própria necessidade de aprovação deste último, segundo o entendimento de que as receitas governamentais poderiam ser ampliadas mediante a simples elevação das alíquotas da Participação Especial e de que a aplicação dos recursos arrecadados poderia ser disciplinada por decreto do governo federal.

É necessário considerar, no caso, que o regime de partilha não se justifica somente pelo objetivo de aumentar as receitas governamentais e que, também, esse não é o principal aspecto que o diferencia do modelo de concessão. É verdade que este último modelo, adotado em 1997, não tinha como prioridade a arrecadação de receitas para o Estado, mas, além disso, não definia diretrizes para a aplicação das receitas públicas que seriam geradas, ou, mesmo, vislumbrava uma participação direta do Estado nas decisões operacionais e financeiras relacionadas à exploração e produção dos campos descobertos e, muito menos, considerava que o resultado da produção devesse ser propriedade do Estado etc.. Ou seja, o modelo de concessão é conformado por um conjunto de características que o tornam qualitativamente diferente do modelo de partilha. Pode-se argumentar, ainda, que à época da adoção do modelo de concessão, não havia uma perspectiva concreta de que o país pudesse se tornar exportador de petróleo, que resultaria em um aumento da receita em dólar, e de que isso pudesse tornar necessária a adoção de medidas com o objetivo de mitigar o possível impacto da apreciação cambial sobre outros setores da economia, o que veio a justificar a criação do Fundo Social. Assim, tanto as prioridades e objetivos, como as conjunturas dos dois períodos eram diferentes, e é à luz dessas questões que os dois modelos devem ser considerados e discutidos.

Outra crítica, com sentido semelhante, questiona a necessidade de criação de uma nova empresa estatal - a PPSA -, com a atribuição de representar os interesses da União nos contratos de partilha, segundo o entendimento de que essa atribuição poderia

⁵⁷ A recente alteração desse dispositivo da Lei de Partilha (Lei 12.351/2010) será comentada no capítulo 4.

ser assumida pela ANP ou pela Petrobras. Ignora-se, no caso, que essa proposta resultaria em uma situação de conflito de interesses, tendo em conta a natureza das atividades em que a empresa ou o órgão regulador deveriam atuar em substituição à PPSA.

Com relação à possibilidade de a Petrobras representar interesses exclusivos da União nos contratos de partilha, cabe lembrar que a empresa, além de contar com a participação de acionistas privados, que controlam 60% do seu capital social, compartilha as responsabilidades do contrato e os seus resultados com as empresas privadas que integram o consórcio. Assim, fica bastante evidente o conflito de interesses que existiria quando se considera que, na sua condição de operadora e membro do consórcio, a empresa deve assumir integralmente os riscos pelas atividades de exploração e produção, cuja remuneração será realizada, em parte, com a parcela do “custo em óleo”, que caberia a ela comprovar, e, ao mesmo tempo, como representante dos interesses da União, a própria empresa teria, também, a atribuição de fiscalizar a execução do contrato.

Conflitos da mesma natureza ocorrem com relação à ANP, que não poderia participar de decisões técnicas e operacionais de competência de um consórcio contratado e, ao mesmo tempo, aprovar os documentos que resultam dessas decisões e fiscalizar a observância dos mesmos. Muito menos, é compatível com suas atribuições, e mesmo com sua estrutura interna, responsabilizar-se pela gestão da comercialização do petróleo e gás natural produzidos, o que também acabaria por interferir em mercados que cabe a ela regular e fiscalizar, e não atuar como um de seus agentes.

2.5.2 A capitalização da Petrobras e o contrato de cessão onerosa

A capitalização da Petrobras (subscrição de novas ações pela União) e o contrato de cessão onerosa⁵⁸, autorizados pela Lei 12.276/2010, foram os mecanismos legais encontrados pelo governo para que pudesse injetar recursos na empresa, considerando a impossibilidade de que fosse realizado um aporte direto de recursos dado o fato de a

⁵⁸ PETROBRAS. Esclarecimentos sobre a Capitalização. **Fato Relevante**, 25 junho 2010.

Trata-se de duas operações juridicamente distintas, conforme o trecho transcrito a seguir:

A primeira refere-se a um contrato comercial entre a Petrobras e a União Federal, enquanto que a segunda é uma operação societária que resulta no aumento do capital social da Companhia. A conexão entre as duas operações se dá pelo fato da Petrobras pretender utilizar parte dos recursos que planeja captar para pagar a cessão onerosa.

Petrobras estar constituída na forma de empresa de capital aberto. Essas iniciativas foram justificadas, basicamente, em função da necessidade de fortalecer a Petrobras e de dotá-la de recursos para que a empresa pudesse fazer frente aos investimentos que seriam demandados pelas atividades de exploração e produção na área do pré-sal.

Segundo a justificativa que acompanhou o Projeto de Lei 5941/2009, com a cessão onerosa a União criava “*as condições para a exploração do pré-sal, otimizando a participação da sociedade brasileira nas receitas decorrentes das riquezas representadas por esta importante e singular descoberta*”; permitia à sociedade “*antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo pré-sal*”; e contribuía para o “*crescimento e fortalecimento de uma empresa nacional, da qual é acionista controladora*”.

Em documento divulgado para seus acionistas e para os agentes do mercado, a Petrobras elencou alguns dos resultados pretendidos com o processo de capitalização e com o contrato de cessão onerosa⁵⁹:

O aumento de capital propiciará o fortalecimento necessário para a Companhia bem desempenhar o papel que o novo marco regulatório lhe reserva, permitindo-lhe:

- a) obtenção dos recursos financeiros para os investimentos futuros, incluindo os que serão necessários na sua atuação como operadora única em todos os blocos sob contrato de partilha, com participação mínima de 30%;
- b) obtenção dos recursos financeiros para pagar a Cessão Onerosa e os possíveis ajustes de preços advindos da revisão do contrato;
- c) obtenção dos recursos financeiros necessários para os investimentos direcionados ao desenvolvimento e à produção das áreas da Cessão Onerosa;
- d) otimização da estrutura de capital e abertura de novas possibilidades de financiamento, mantendo o nível ótimo de endividamento;
- e) manutenção da política de contratação de recursos críticos por períodos longos, reduzindo seus custos em virtude da escala e da facilidade de financiamento que proporciona aos seus fornecedores.

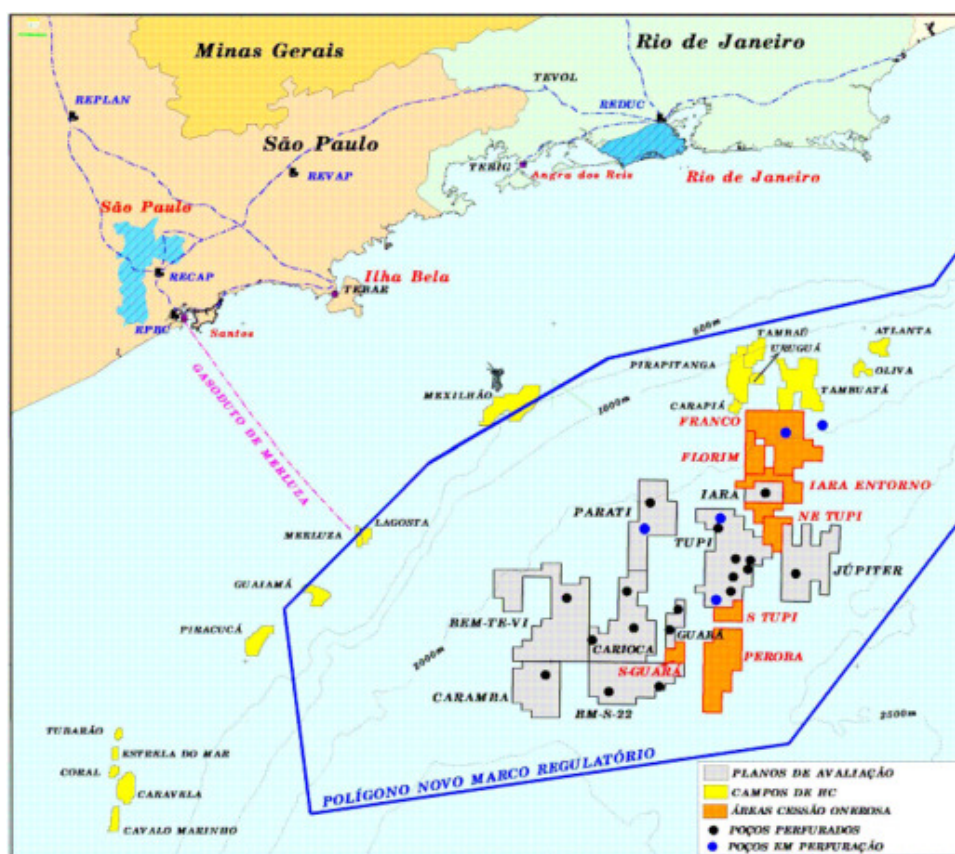
Com o contrato de cessão onerosa, a Petrobras passou a ter o direito exclusivo de exercer atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas não concedidas do pré-sal, localizadas na Bacia de Santos, com volume máximo previsto de 5 bilhões de barris de petróleo equivalente. A especificação dessas áreas e respectivas avaliações quanto aos volumes recuperáveis, o valor do barril e a valoração dos blocos baseou-se em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes que foram contratadas pela Petrobras e pela ANP (DEGOLYER AND MACNAUGHTON, 2010; GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010). Como contraprestação a esse

⁵⁹ PETROBRAS. Esclarecimentos sobre a Capitalização e a Cessão Onerosa. **Fato Relevante**, 19 nov. 2009.

direito, a Petrobras ficou obrigada a efetuar o pagamento à União de um valor de R\$ 74.808 milhões, equivalente a US\$ 42,533 milhões⁶⁰.

Considerando que o “conhecimento ainda preliminar dos reservatórios, dos ativos de produção adequados, do número de poços necessários, da logística a ser empregada, etc.” não permitia uma definição precisa do valor da Cessão Onerosa⁶¹, a Lei 12.276/2010 previu que o contrato contivesse cláusula estabelecendo “as condições para a realização de sua revisão, considerando-se, entre outras variáveis, os preços de mercado e a especificação do produto da lavra”. O contrato especificou que a revisão deveria ocorrer ao final da fase exploratória, isto é, após a declaração da comercialidade dos blocos (efetuadas entre dezembro de 2013 e dezembro de 2014), e ser fundamentada em laudos elaborados por certificadoras independentes contratadas uma pela Petrobras e outra pela ANP⁶².

A localização das áreas objeto da cessão onerosa está indicada na Figura 3, enquanto na Tabela 1 são especificados os valores iniciais do contrato por área.



⁶⁰ PETROBRAS. Aprovação do Contrato de Cessão Onerosa e da Oferta Global. **Fato Relevante**, 1 set. 2010.

⁶¹ PETROBRAS. Esclarecimentos sobre a Capitalização e a Cessão Onerosa. **Fato Relevante**, 19 nov. 2009.

⁶² O processo de revisão do contrato de cessão onerosa encontrava-se em andamento até julho de 2017, sem prazo para sua conclusão.

Figura 3. Localização das Áreas do Contrato de Cessão Onerosa – Fonte: Lima (2010)

Tabela 1. Contrato de Cessão Onerosa: Volume recuperável, valor do barril e valor inicial do contrato por área – Fonte: Lima (2010)⁶³

Área do Contrato	Volume da Cessão Onerosa (Mboe)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	128.051	7,85	1.005.197
Florim	466.968	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	427.784	8,54	3.653.275
Peroba	-	8,53	-
Sul de Guará	319.107	7,94	2.533.711
Franco	3.056.000	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	599.560	5,82	3.89.437
Total	4.999.469		42.533.320

Considerando-se o volume recuperável previsto, de 5 bilhões de barris de petróleo equivalente, e a própria localização das áreas selecionadas, contíguas ao BM-S-11 (Lula) e ao BM-S-9 (Sapinhoá), onde foram realizadas descobertas de importantes reservas e cujas atividades exploratórias encontravam-se em pleno andamento, a cessão onerosa dessas áreas (Tabela 1) pela União, criou a possibilidade de que fosse acelerado o ritmo das atividades de E&P na Bacia de Santos, mais especificamente no horizonte do pré-sal, com a consequente ampliação do conhecimento sobre essa região, resultado que representou, de forma simultânea, um fortalecimento da posição da Petrobras em suas atividades *offshore* em águas profundas e ultraprofundas.

A cessão onerosa desse volume de reservas à Petrobras, combinada com a decisão de aumentar o capital da empresa, permitiu que todo esse processo fosse concluído sem ônus para a Petrobras e com ônus reduzido para a União. Além disso, a subscrição de novas ações pela União obrigava a que os demais acionistas também injetassem recursos na empresa, sob pena de verem diminuídos seus percentuais de participação no capital social da mesma, o que resultaria no aumento relativo da participação acionária da União.

Além dos recursos injetados diretamente na Petrobras, provenientes da capitalização, a perspectiva de receitas futuras geradas pela produção de petróleo e gás natural, no limite de 5 bilhões de barris de petróleo equivalente, era bastante promissora, dado não só à alta produtividade esperada, como à existência de condições mais

⁶³ Todos os blocos são classificados como definitivos, à exceção de Peroba, classificado como contingente.

favoráveis - não incidência de Participação Especial e manutenção da alíquota de 10% sobre o valor da receita total para os Royalties – que permitiriam à empresa se apropriar de uma maior parcela das receitas que seriam geradas.

As características do contrato possibilitam a geração de um fluxo de caixa livre superior aos demais regimes vigentes no Brasil, visto que, apesar de aplicável o pagamento de royalties, não há previsão de pagamento de participação especial, que é devida no regime de Concessão e cuja alíquota máxima chega a 40% da receita líquida do projeto, nem de excedente em óleo para a União, como acontece no regime de Partilha da Produção. Desta forma, o fluxo de caixa previsto para os projetos sob regime de CO é parte relevante do planejamento estratégico da companhia, considerando-se as metas de redução de alavancagem e geração de caixa. (PETROBRAS, 2016c)

O resultado da capitalização, propriamente, alcançou R\$ 120,2 bilhões (US\$ 69,9 bilhões), dos quais R\$ 45,5 bilhões foram para o caixa da empresa e R\$ 74,8 bilhões destinaram-se ao pagamento da cessão onerosa (Tabela 2).

Tabela 2. Capitalização – Resultado da Oferta Pública de Ações (set-out/2010) – R\$ milhão –
Fonte: Petrobras (2011d, p.75)⁶⁴

Forma de Pagamento	Capitalização			Ativo Intangível
	União	Demais Acionistas	Total	Cessão Onerosa
Caixa	12.274	40.158	52.432	6.992
Títulos – LFT	67.816		67.816	67.816
Total	80.090	40.158	120.248	74.808

A União fez um aporte equivalente a R\$ 80,1 bilhões, sendo parte paga com títulos de Letras Financeiras do Tesouro – LFT (R\$ 67,8 bilhões) e parte paga em dinheiro (R\$ 12,3 bilhões). Deduzindo-se do valor total a parcela referente ao pagamento da cessão onerosa (R\$ 74,8 bilhões), resulta um montante líquido efetivamente desembolsado de recursos públicos pouco superior a R\$ 5 bilhões. Ou seja, mediante a utilização combinada desses dois mecanismos – cessão onerosa e capitalização - a União conseguiu fazer, com ônus reduzido para o Tesouro Nacional, o aporte de recursos que lhe cabia no aumento do capital social da empresa.

Com a capitalização, o capital social da Petrobras elevou-se de R\$ 85.109 milhões⁶⁵ para R\$ 205.357 milhões, em 31/12/2010, ao passo que a participação da União no capital social da empresa passou de 39,8% para 48,3%, vindo a estabilizar-se em 46% a partir de 2012. O impacto da capitalização nos indicadores financeiros da empresa recebeu o seguinte registro nos relatórios contábeis então divulgados:

⁶⁴ A Tabela inclui o valor referente à captação de recursos adicionais de R\$ 5.196 milhões, que corresponde à opção de lote suplementar à oferta realizada em setembro, aprovado em 1º de outubro de 2010 pelo Conselho de Administração (PETROBRAS, 2011d, p.75).

⁶⁵ O capital social em 31/12/2009 equivalia a R\$ 78.966 milhões. Em 22/4/2010 foi autorizado um aumento para R\$ 85.109 milhões, mediante a capitalização de parte de reservas de lucros (PETROBRAS, 2011d, p.186).

A capitalização contribuiu ainda para manter os índices de alavancagem da companhia em patamares dentro das metas traçadas pela administração: Dívida Líquida / Capitalização entre 25% e 35% e Dívida Líquida / EBITDA de no máximo 2,5 vezes. Encerrando o ano de 2010 com alavancagem em 17%, a Petrobras poderá, nos próximos anos, captar recursos adicionais junto ao mercado e garantir financiamento para a realização de seus projetos”. (PETROBRAS, 2011d, p.13)

Além desses resultados obtidos no que se refere à melhoria dos indicadores financeiros da Petrobras, que era um dos objetivos buscados com esse processo, a capitalização realizada em 2010 teve um sentido diametralmente oposto à venda de ações de propriedade da União, realizadas na década de 90, sinalizando uma clara inversão da tendência de esvaziamento da empresa inaugurada com a “abertura do mercado” em 1997.

2.5.3 As motivações e as limitações da mudança do marco regulatório para o pré-sal e áreas estratégicas

As iniciativas de todos os países detentores das maiores reservas de petróleo e gás natural, pelo menos desde o fim da II Guerra Mundial em diante, foram no sentido de maximizar as receitas do Estado e de garantir o controle deste sobre as reservas e sobre as atividades de exploração e produção. Na contramão dessa tendência, as reformas liberais empreendidas no Brasil na década de 90 implementaram uma abertura do mercado para atrair a participação das grandes empresas internacionais, ao que se seguiu a privatização parcial da Petrobras mediante a venda de ações que pertenciam à União até o limite legal permitido – 50% mais uma ação ordinária – fazendo com que a participação da União no capital social da Petrobras tenha declinado de 59,6% para 45,6% entre 1997 e 2003 e, mais do que isso, efetuando a transferência de uma parte considerável dessas ações para investidores estrangeiros que, em 2003, passaram a controlar 39,2% do capital social da empresa.

No caso das mudanças no marco regulatório concretizadas em 2010, que teriam o significado de inverter a tendência iniciada na década de 90, em nenhum momento o governo sinalizou a intenção de promover uma ruptura com o modelo anterior, pelo contrário, as alterações introduzidas no marco regulatório circunscreveram-se à área do pré-sal e áreas estratégicas, enquanto a legislação anterior (contratos de concessão) continuou vigorando como regra geral, aplicando-se às demais áreas.

Mas, mesmo alterações limitadas foram recebidas com a crítica de que se trataria de medidas “intervencionistas”, que não favoreceriam o “livre jogo do mercado” e que, por tal motivo, sinalizariam uma perspectiva negativa para a indústria do petróleo no País. Esse tipo de crítica está lastreada em uma crença no mercado como “gerador de riquezas” e como “promotor do bem-estar social” que, como regra geral, prescinde da apresentação de quaisquer evidências que se prestassem a demonstrar seus “benefícios”.

O modelo de concessão ofereceu vantagens ilimitadas às empresas internacionais de petróleo, o que foi justificado, à época, pela expectativa de que essas empresas realizariam os investimentos que possibilitariam que o país alcançasse a autossuficiência no suprimento de sua demanda interna por petróleo. Possibilitou-se que as empresas maximizassem seus lucros, detivessem a propriedade integral do que fosse produzido, contassem com generosos benefícios fiscais (REPETRO) etc.. Ao mesmo tempo, o sentido de urgência emprestado à necessidade de aumentar a produção no menor prazo possível, pareceu justificar que tivesse sido colocada em segundo plano a necessidade de articular o aumento da produção a outros objetivos que poderiam mostrar-se relevantes para o país, como, por exemplo, o desenvolvimento de uma cadeia local de fornecedores.

A expectativa, no caso, era de que essas empresas viessem a contribuir com o objetivo de aumentar a produção para atender a demanda interna e, assim, eliminar o déficit na balança comercial. Segundo esse objetivo, o nível de produção a ser alcançado deveria ser o maior possível, pelo menos até o limite que a demanda interna fosse atendida e que o País não precisasse mais importar petróleo. Contudo, o modelo de concessão não fornecia qualquer garantia de que a produção viesse a ser direcionada para o atendimento da demanda interna, considerando-se que as empresas poderiam dispor livremente de sua respectiva produção, constituindo prática comum nessa indústria que estas exportem a quase totalidade da sua produção para os seus mercados de interesse, o que não seria diferente no caso da atuação dessas empresas no Brasil.

Uma das principais diferenças do quadro existente em 2009 em relação ao que vigorava em 1997, diz respeito ao fato de que o aumento da produção não mais se justificava com base no objetivo de atender à demanda interna e, assim, eliminar o déficit na balança comercial. O que se mostrava como uma novidade era a expectativa de que, com a descoberta das reservas do pré-sal, o País pudesse tornar-se exportador. Além disso, a “situação de emergência” anterior fora afastada, não existindo mais uma demanda que justificasse a ênfase em uma “produção a qualquer custo”, o que, pelo

menos em tese, permitia estabelecer outros objetivos na exploração dessas reservas segundo a expectativa de que o país pudesse ultrapassar a condição de mero produtor e exportador de óleo cru. Algumas dessas possíveis prioridades seriam, por exemplo, o desenvolvimento da indústria de refino e petroquímica; o fortalecimento da engenharia nacional; o estabelecimento de uma política industrial etc..

Na medida em que se reconheça que o quadro existente em 2009 apresentava diferenças significativas em relação ao quadro anterior, a iniciativa da proposição de um modelo alternativo, que pudesse atender de forma mais adequada aos interesses do país mostra-se não só pertinente, mas mandatória, lembrando-se que as jazidas de petróleo e gás natural constituem um bem público cuja exploração e produção está subordinada ao exercício do monopólio pela União, princípio que foi mantido na Constituição Federal. Mas, diante de uma proposta de mudança do modelo de concessão para o modelo de partilha que não se mostrava plenamente adequada aos interesses das empresas internacionais de petróleo, surge o novo argumento de que esta mudança geraria uma situação de “insegurança jurídica” e um “quadro de instabilidade para os investimentos”, o que congela a possibilidade de discussão de alternativas que, possivelmente, estejam mais de acordo com os interesses do país, como se trata no caso em questão. Assim, em substituição ao interesse público em explorar as jazidas de petróleo em benefício da sociedade, é a “segurança jurídica” das empresas que se eleva como o “bem maior” a ser protegido, ao qual devem estar subordinadas todas as demais considerações. O corolário que pode ser extraído desse argumento é de que se os interesses das empresas internacionais de petróleo estiverem atendidos, também estará o interesse do país.

Com relação aos objetivos que possam ser estabelecidos para as atividades de exploração e produção que ultrapassem a perspectiva de transformação do país em um mero exportador de óleo cru, deve-se ressaltar que nenhum dos modelos de contratação que seja adotado possibilita, por si só, que esses objetivos sejam alcançados, mas, ainda assim, vale investigar a presença de elementos que permitam concluir que um ou outro desses modelos mostre-se mais favorável para que isso aconteça.

Em defesa da proposta de aplicação do modelo de concessão também para a área do pré-sal argumenta-se que isso favoreceria a atração das empresas internacionais de petróleo para que estas investissem no país, o que criaria um “ciclo virtuoso” de demanda de novos contratos para fornecimento de bens ou prestação de serviços por

empresas instaladas no país, com a conseqüente geração de emprego e renda e o aumento da arrecadação de tributos.

No entanto, já se sabia na ocasião que essa tese não tinha comprovação empírica, pois esse modelo havia vigorado desde a quebra do monopólio da Petrobras e, em todo o período transcorrido desde quando este foi implantado, os investimentos realizados pelas empresas internacionais e os benefícios deles decorrentes mostravam-se muito aquém das expectativas mais modestas que foram alimentadas.

Se a aplicação do modelo de concessão em si, pelas vantagens proporcionadas, já poderia ser considerado atrativo pelas empresas, o que aparecia como novidade, dadas as características geológicas da área do pré-sal, era uma maior probabilidade de sucesso na campanha exploratória, além da expectativa de existirem reservas com volume muito superior àquelas que foram encontradas na Bacia de Campos. Um possível interesse das empresas internacionais de petróleo no pré-sal relacionava-se, assim, não apenas à perspectiva de uma maior lucratividade, mas à possibilidade de ter acesso a novas reservas, com grandes volumes, o que passou a constituir um objetivo estratégico para essas empresas desde quando estas deixaram de exercer controle sobre as reservas dos países que constituíram a OPEP, os quais criaram suas próprias empresas petrolíferas para controlar ou realizar diretamente as atividades de E&P.

Mas foram exatamente os mesmos fatores que poderiam, agora, atrair o interesse das grandes empresas internacionais – baixo risco exploratório e grande rentabilidade – que motivaram a proposta do modelo de partilha, que introduziu diversas inovações em relação ao modelo anterior: transferir a propriedade do petróleo e do gás natural produzidos para as mãos do Estado, permitindo associar a sua comercialização a objetivos internos de expansão das indústrias de refino e petroquímica; apropriar em favor da União um maior volume de receitas proveniente da produção de petróleo; definir diretrizes para utilização dos recursos gerados no médio/longo prazo, segundo o objetivo de mitigar os efeitos da apreciação cambial e da volatilidade dos preços; assumir um claro viés de fortalecimento da Petrobras, por ser esta uma empresa nacional, que tem o Estado como seu acionista majoritário, o que, em tese, favorece o desenvolvimento de novas tecnologias localmente e amplia a possibilidade de um maior volume de encomendas para a indústria nacional etc..

Esse conjunto de objetivos mostra-se coerente com uma estratégia pela qual o país não deva limitar-se a assumir o papel de exportador de óleo cru que, possivelmente, não coincide com as estratégias e interesses próprios das grandes empresas

internacionais. Se não chega a representar nenhum “gesto heróico” ou uma “ruptura” com o modelo implantado no setor de petróleo e gás natural desde 1997, deve-se admitir que a proposta do modelo de partilha apresenta o mérito de simbolizar a afirmação de que os interesses do país não se confundem nem devem estar subordinados aos interesses dessas empresas.

Com relação especificamente à Petrobras, não houve esboço de qualquer iniciativa no sentido de “estatizar” a empresa, conforme reivindicado pelos Sindicatos de Petroleiros, AEPET e outros setores nacionalistas. Não se cogitou, em nenhum momento, que houvesse uma reversão do registro da empresa na Bolsa de Nova York e do consequente controle por parte da SEC, mantendo-se, ainda, o *status quo* da empresa no que se refere ao controle acionário, que registra uma forte participação privada. O novo modelo regulatório previu algumas medidas limitadas para o fortalecimento da empresa, mas que, ainda assim, revelam aspectos contraditórios quando se considera o caráter híbrido que esta apresenta, ao se ver diante da exigência de atender, de forma simultânea, a interesses públicos e privados.

Como exemplo, o capital social da Petrobras é controlado majoritariamente por investidores privados (54% sobre o capital social total, cabendo 18% a investidores privados nacionais e 36% a investidores privados estrangeiros), podendo-se argumentar, então, que todas as iniciativas voltadas para fortalecer a empresa resultam em benefício também para esses investidores privados. Mas, ao mesmo tempo, como a União também se beneficia desses resultados e, pela sua condição de sócio controlador, exerce influência sobre as decisões operacionais e financeiras da empresa, isto lhe dá a possibilidade de utilizar a empresa como um instrumento para influenciar os rumos da indústria do petróleo no sentido de maximizar os seus resultados em benefício da sociedade brasileira, na forma de estímulo para outros setores da economia, da arrecadação de tributos etc..

Essa contradição apontada acima estará presente em todas as ações que contribuíram para fortalecer a posição da Petrobras, entre as quais encontram-se a cessão onerosa, pela qual fica garantida a “produção firme” de um volume expressivo de petróleo e gás natural; a renúncia fiscal que permitirá à empresa maximizar suas receitas neste contrato específico; a possibilidade de contratação direta da empresa; e o papel estratégico atribuído à Petrobras como operadora exclusiva, ao lado da garantia de uma participação mínima de 30% em todos os blocos do pré-sal que forem licitados.

A injeção de recursos na empresa realizada no âmbito da oferta global de ações (processo de capitalização), com registro de um resultado líquido de R\$ 45,0 bilhões, resultou em claro benefício para a empresa, possibilitando que esta realizasse os investimentos demandados pelo próprio contrato de cessão onerosa e para o desenvolvimento de outros campos do pré-sal. Mas, ao mesmo tempo, manteve intocada a posição dos investidores privados, na medida em que estes aportaram uma parcela proporcional desses recursos para, com isso, assegurar sua participação relativa no controle acionário da empresa.

3 UMA ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO DA PETROBRAS NOS ANOS RECENTES

3.1 Análise sobre o desempenho operacional e o potencial das descobertas do pré-sal

3.1.1 *Exploração & Produção: dados sobre reservas*

As reservas de petróleo e gás natural estão sujeitas a diferentes sistemas de classificação, sendo que o mais comum deles é o sistema de classificação proposto pela Society of Petroleum Engineers (SPE), que é o adotado pela ANP.

O conceito de “reservas” relaciona-se às quantidades de petróleo (e gás natural) que se acredita serem comercialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, de uma data em diante. Esse conceito, portanto, está associado a uma incerteza, cujo grau depende da quantidade de dados geológicos e de engenharia disponíveis e da interpretação que é dada a esses dados. Considerando-se esse grau de incerteza, as reservas subdividem-se entre provadas ou não-provadas, sendo que estas últimas, por sua vez, subdividem-se entre prováveis e possíveis (MORSE, 2006).

A Resolução ANP nº 47/2014, que aprovou o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR), determina que as empresas operadoras de campos de petróleo ou gás natural informem os volumes de petróleo e gás natural com base nas diretrizes do PRMS (*Petroleum Resources Management System*), que adota a classificação dos projetos por probabilidade de comercialidade (eixo vertical) e por nível de incerteza de quantidades recuperáveis (eixo horizontal), conforme apresentado no quadro a seguir:

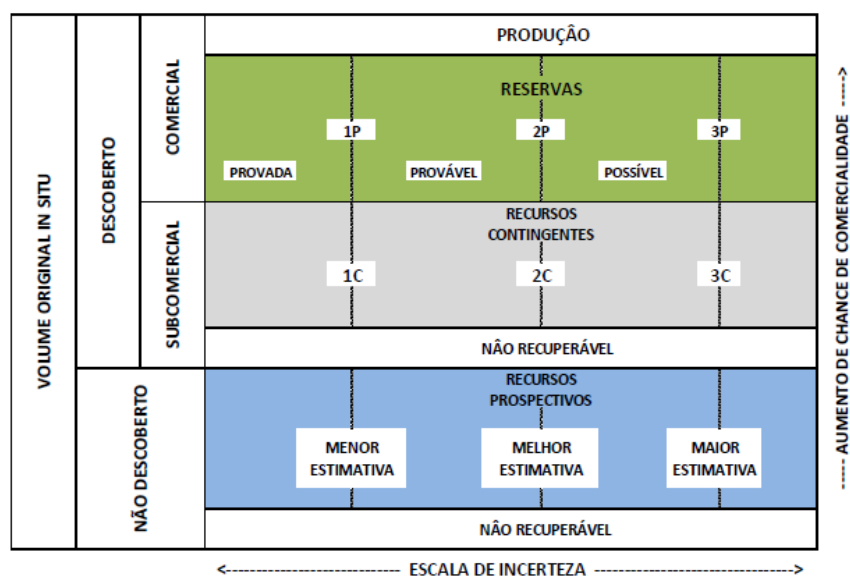


Figura 4. Classificação de recursos - Fonte: ANP, 2015b

Os tipos de reserva apresentados na Figura 4 são categorizadas segundo a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior à estimativa, adotando-se os percentuais de 90%, 50% e 10%, que correspondem, respectivamente, às Reservas Provadas (1P), às Reservas Provadas e Reservas Prováveis (2P) e às Reservas Provadas, Reservas Prováveis e Reservas Possíveis (3P), conforme as seguintes definições constantes na Resolução ANP nº 47/2014:

Quadro 1: Definições sobre os tipos de reservas – Fonte: ANP, 2014.

Reservas Provadas	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.
Reservas Prováveis	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural cuja recuperação é menos provável que a das Reservas Provadas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das Reservas Provada e Provável deverá ser de pelo menos 50%.
Reservas Possíveis	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das Reservas Provada, Provável e Possível deverá ser de pelo menos 10%.

A ANP divulga, por meio do Anuário Estatístico (e também do Boletim Anual de Reservas), os volumes correspondentes às Reservas Provadas (1P) e às Reservas

Totais (3P) de petróleo e de gás natural. Os volumes apurados no período 2006 a 2015 são apresentados nas tabelas a seguir:

Tabela 3-A: Reservas Totais e Reservas Provadas de petróleo, por localização (terra e mar) - MMbbl

RESERVAS TOTAIS											
Localização	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	15/14 %
Terra	1.569,3	1.458,0	1.456,1	1.478,3	1.492,1	1.576,3	1.475,5	1.444,8	1.169,8	951,8	-18,63
Mar	16.605,6	18.922,4	19.398,4	19.665,5	26.975,4	28.505,5	27.079,6	28.736,3	29.936,8	23.438,9	-21,71
Total	18.174,9	20.380,4	20.854,5	21.134,4	28.467,4	30.081,8	28.555,2	30.181,1	31.106,6	24.390,7	-21,59
RESERVAS PROVADAS											
Localização	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	15/14 %
Terra	904,9	886,4	895,8	938,6	916,3	915,2	920,4	885,6	832,2	666,3	-19,94
Mar	11.276,8	11.737,5	11.905,6	11.937,1	13.330,0	14.134,7	14.393,9	14.658,9	15.351,9	12.333,5	-19,66
Total	12.181,6	12.623,8	12.801,4	12.875,7	14.246,3	15.049,9	15.314,2	15.544,4	16.184,1	12.999,8	-19,68

Obs.: Critério ANP/SPE

Fonte: Adaptado das Tabelas 2.3 e 2.4 do Anuário Estatístico ANP 2016

Tabela 3-B: Reservas Totais e Reservas Provadas de gás natural, por localização (terra e mar) - MMm3

RESERVAS TOTAIS											
Localização	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	15/14 %
Terra	131.463	117.158	115.730	118.940	117.227	118.524	140.979	116.585	100.998	86.575	-14,28
Mar	457.154	467.315	473.477	482.578	707.496	788.007	777.589	722.921	758.773	659.334	-13,11
Total	588.617	584.472	589.207	601.518	824.723	906.531	918.569	839.506	859.771	745.910	-13,24
Total (Mboe)	3.702	3.676	3.706	3.784	5.188	5.702	5.778	5.280	5.408	4.692	
RESERVAS PROVADAS											
Localização	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	15/14 %
Terra	74.522	68.131	66.305	65.489	68.803	70.577	72.375	69.711	71.210	70.899	-0,44
Mar	273.381	296.860	297.931	301.606	354.200	388.827	386.812	388.249	399.885	359.059	-10,21
Total	347.903	364.991	364.236	367.095	423.003	459.403	459.187	457.960	471.095	429.958	-8,73
Total (Mboe)	2.188	2.296	2.291	2.309	2.661	2.890	2.888	2.881	2.963	2.704	

Fonte: Adaptado das Tabelas 2.5 e 2.6 do Anuário Estatístico ANP 2016

Tomando-se para fins de análise os volumes referentes às reservas provadas somadas de petróleo e gás natural (em Mboe), pode-se constatar que, depois de apresentar um crescimento contínuo no período 2006-2014, estas apresentaram uma oscilação negativa entre 2014 e 2015, com uma redução de 19,7% e 8,7% nas reservas provadas de petróleo e gás natural, respectivamente.

Nesse mesmo ano, o volume das reservas internacionais permaneceu praticamente inalterado, apresentando uma redução de apenas 0,14%, e, quando se considera o desempenho dos países individualmente, na maior parte destes as reservas ficaram estáveis.

Em outros poucos países também há registro de índices negativos, mas o Brasil foi o país que registrou a maior redução no volume de suas reservas⁶⁶. Essa queda é

⁶⁶ Na medida em que esse fenômeno de redução do volume de reservas afetou todos os países, há outros fatores que devem ser investigados, tema ao qual se voltará mais adiante. Como exceção, a Noruega é o

atribuída principalmente à redução acentuada dos preços de petróleo no ano, que afetou negativamente a viabilidade comercial de parte das reservas (ANP, 2016a).

Em 2014, o Brasil ocupou, respectivamente, a 15ª e a 36ª posições no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo e de países com as maiores reservas provadas de gás natural.

Compondo esse quadro geral das reservas do país, cabe destacar também como estas evoluíram segundo a sua localização em terra ou mar. Em 2015, as reservas provadas de petróleo localizadas no mar corresponderam a 94,9% das reservas provadas totais. As reservas provadas de gás localizadas no mar também apresentaram uma participação expressiva, mas em nível um pouco mais reduzido (83,5%), o que se deve ao registro de reservas relevantes de gás em campos localizados em terra, nas bacias de Parnaíba e Solimões. Efetuando-se uma comparação das reservas de petróleo e gás natural apropriadas, tomando-se como referência os anos de 2006 e 2015, o que está indicado na Tabela 4, pode-se verificar que houve um aumento do peso relativo das reservas localizadas no mar, o que se deve às descobertas realizadas na Bacia de Santos a partir de 2006.

Tabela 4-A: Reservas Totais e Reservas Provadas de gás natural – comparação 2006 e 2015

RESERVAS TOTAIS E RESERVAS PROVADAS - 30/12/2015								
Localização	Petróleo (Mbbbl)				Gás (MMm³)			
	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%
Mar	12.367,27	94,9%	23.548,38	96,2%	358.702,31	83,5%	651.672,18	88,3%
Terra	666,36	5,1%	924,82	3,8%	70.754,75	16,5%	86.431,19	11,7%
Total	13.033,63	100,0%	24.473,19	100,0%	429.457,10	100,0%	738.103,40	100,0%
RP/RT (%)	53,3%				58,2%			
RESERVAS TOTAIS E RESERVAS PROVADAS - 30/12/2006								
Localização	Petróleo (Mbbbl)				Gás (MMm³)			
	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%
Mar	11.276,76	92,6%	16.686,33	91,8%	273.380,86	78,6%	457.355,72	77,7%
Terra	904,87	7,4%	1.488,54	8,2%	74.522,14	21,4%	131.261,77	22,3%
Total	12.181,62	100,0%	18.174,87	100,0%	347.903,01	100,0%	588.617,49	100,0%
RP/RT (%)	67,0%				59,1%			

Obs.: Critério ANP/SPE

Fontes: ANP (2016c)

Na Tabela 4 estão indicados também os pesos relativos das Reservas Provadas (RP) com relação às Reservas Totais (RT) nos dois anos de referência. O índice de 53,3% apresentado em 2015, para as reservas de petróleo, sinaliza a existência de um volume expressivo de reservas totais a serem desenvolvidas que, potencialmente,

único país que apresenta variação positiva relevante, bastante superior a de qualquer outro país (+22,42%).

poderão ser classificadas como reservas provadas, o que depende, ainda, dos resultados que venham a ser obtidos ao final das atividades exploratórias.

A comparação entre as reservas de petróleo e gás natural apropriadas em 2006 e 2015 permite destacar outro aspecto que se mostra relevante para o cenário da indústria no país nos próximos anos. Quando se considera os dados desagregados relativos às reservas existentes nas Bacias de Campos e de Santos, verifica-se que a Bacia de Campos, que responde por 52,8% das reservas provadas de petróleo, tende a manter uma participação ainda importante nos próximos anos, embora apresente uma redução no volume de reservas em números absolutos. Simultaneamente, observa-se um aumento expressivo das reservas apropriadas na Bacia de Santos, que alcançou 45,6% das reservas provadas totais localizadas no mar, enquanto essa participação era de apenas 1% em 2006.

Tabela 4-B: Reservas Totais e Reservas Provadas de gás natural – comparação 2006 e 2015 (por bacia marítima)

RESERVAS TOTAIS E RESERVAS PROVADAS - 30/12/2015								
Bacia Marítima	Petróleo (Mbbl)				Gás (MMm ³)			
	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%
Campos	6.524,74	52,8%	10.593,74	45,0%	109.838,97	30,6%	186.566,11	28,6%
Santos	5.638,54	45,6%	12.577,48	53,4%	226.912,95	63,3%	435.898,41	66,9%
Outras	203,92	1,6%	377,02	1,6%	21.950,39	6,1%	29.207,66	4,5%
Total	12.367,27	100,0%	23.548,38	100,0%	358.702,31	100,0%	651.672,18	100,0%
RESERVAS TOTAIS E RESERVAS PROVADAS - 30/12/2006								
Bacia Marítima	Petróleo (Mbbl)				Gás (MMm ³)			
	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%	Reservas Provadas	%	Reservas Totais	%
Campos	10.784,62	95,6%	15.578,36	93,4%	141.161,13	51,6%	201.090,24	44,0%
Santos	110,72	1,0%	499,36	3,0%	71.526,25	26,2%	156.092,34	34,1%
Outras	381,41	3,4%	608,62	3,6%	60.693,49	22,2%	100.173,14	21,9%
Total	11.276,76	100,0%	16.686,33	100,0%	273.380,86	100,0%	457.355,72	100,0%

Obs.: Critério ANP/SPE

Fontes: ANP (2016c)

Comparando os dados divulgados pela ANP, que não discriminam os volumes de reservas por empresas, com os dados que são divulgados pela Petrobras, pode-se constatar, como seria esperado, um comportamento da evolução das reservas dessa empresa absolutamente alinhado com aquele constatado para o país como um todo. Mas se pode perceber também que, entre 2006 e 2015, a participação relativa da Petrobras apresenta uma redução de 96% para 82%, o que reflete, basicamente, a participação de companhias internacionais em campos da Bacia de Santos onde foram registradas descobertas significativas (principalmente Lula e Sapinhoá), ao que se deve somar as reservas registradas em poucos outros campos nos quais a Petrobras não detém

participação (Peregrino, Parque das Conchas, Polvo etc.), embora estes campos sejam pouco representativos, relativamente, em termos de volume de reservas.

Tabela 4-C: Reservas Provasdas de petróleo e gás natural – Participação relativa da Petrobras

RESERVAS PROVADAS - TOTAL										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Petróleo (Mbbbl)	12.182	12.624	12.801	12.876	14.246	15.050	15.314	15.544	16.184	13.000
Gás Natural (Mboe)	2.188	2.296	2.291	2.309	2.661	2.890	2.888	2.881	2.963	2.704
Total (Mboe)	14.370	14.920	15.092	15.185	16.907	17.940	18.202	18.425	19.147	15.704
RESERVAS PROVADAS - PETROBRAS										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Petróleo (Mbbbl)	11.671	11.802	11.969	12.057	12.909	13.218	13.284	13.512	13.686	10.705
Gás Natural (Mboe)	2.082	2.118	2.124	2.113	2.374	2.488	2.445	2.461	2.497	2.187
Total (Mboe)	13.753	13.920	14.093	14.170	15.283	15.706	15.729	15.973	16.183	12.892
RELAÇÃO %: PETROBRAS/TOTAL										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Petróleo (Mbbbl)	95,8%	93,5%	93,5%	93,6%	90,6%	87,8%	86,7%	86,9%	84,6%	82,3%
Gás Natural (Mboe)	95,1%	92,3%	92,7%	91,5%	89,2%	86,1%	84,7%	85,4%	84,3%	80,9%
Total (Mboe)	95,7%	93,3%	93,4%	93,3%	90,4%	87,5%	86,4%	86,7%	84,5%	82,1%

Obs.: Critério ANP/SPE - Fonte: ANP (2016c); Petrobras (2017d)

A evolução das reservas provadas de petróleo e de gás natural está representada no Gráfico 21.

Tabela 4-D: Reserva Provasda Petrobras - Petróleo e Gás Natural - Critério ANP/SPE

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Petróleo* (Mbbbl)	8.289	8.322	9.557	10.613	11.054	11.365	11.671	11.802	11.969	12.057	12.909	13.218	13.284	13.512	13.686	10.705
Gás Natural (Mboe)	1.359	1.349	1.452	1.989	1.969	1.868	2.082	2.118	2.124	2.113	2.374	2.488	2.445	2.461	2.497	2.187

* Óleo e Condensado Estabilizado

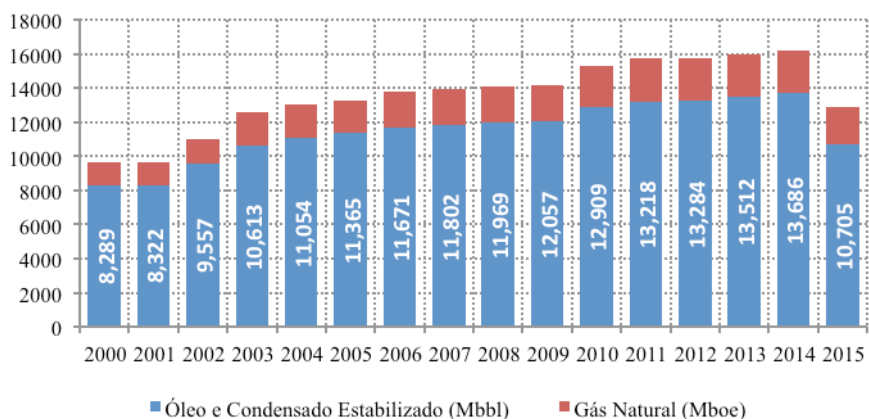


Gráfico 21: Reserva Provasda de Petróleo e Gás Natural - Petrobras (Critério ANP/SPE) - Fonte: Petrobras (2017d)

O fato de existirem diferentes sistemas de classificação das reservas, significa que os volumes reportados segundo cada um desses critérios podem variar sensivelmente. As informações apresentadas acima foram fornecidas à ANP, com base no sistema de classificação da SPE, observando-se que, no caso dos órgãos reguladores, as informações têm como objetivo possibilitar uma análise completa da base de recursos

que permita projetar o potencial de produção do país, o que subsidiará as decisões sobre legislação e políticas voltadas para garantir o suprimento futuro.

Mas a Petrobras também está obrigada a encaminhar à Securities and Exchange Commission (SEC), o seu relatório anual (Form-20F), que deve incluir informações relativas unicamente às reservas provadas com base nas regras definidas por aquele órgão. Essas regras aplicam-se às empresas de capital aberto e têm como principal objetivo garantir a consistência entre os volumes informados e os valores a eles associados, de forma a permitir que os investidores comparem as informações financeiras dessas empresas (MORSE, 2006).

As reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil, informadas à ANP em 2015 (12.892 MMboe), foram 27% maiores do que aquelas informadas à SEC (10.151 MMboe), apresentadas na tabela abaixo. Essa diferença se deve a utilização de critérios técnicos distintos, descritos nos seguintes termos:

Esta diferença é devido a: (i) a ANP permite a estimação de reservas provadas através do abandono técnico-econômico de poços de produção, em oposição a limitação de estimativas de reservas a duração dos contratos de concessão, conforme exigido pela Norma 4-10 do Regulamento S-X; e (ii) diferentes critérios técnicos para a escrituração das reservas provadas, incluindo o uso de preços futuros do petróleo projetados pela Petrobras em oposição à exigência da SEC de que o preço médio de 12 meses seja usado para determinar a produtibilidade econômica das reservas. (PETROBRAS, 2016a)

Tabela 5. Reservas provadas de petróleo e gás natural – Petrobras (critério sec¹)

País/Região	Petróleo (mmbbl)			Gás natural (bnct)			Total (mmboe)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Brasil	8.551	10.859	10.667	9.597	11.181	11.304	10.151	12.722	12.551
Bacia de Campos	4.779	7.203	7.642	3.408	4.578	4.662	5.347	7.966	8.419
Bacia de Santos	3.216	2.917	2.210	4.580	4.340	3.935	3.979	3.641	2.866
Outras Bacias	556	739	815	1.610	2.263	2.706	825	1.116	1.266.0
América do Sul (exceto Brasil)	67	85	187	697	758	1.100	183	211	371
América do Norte	91	120	123	139	180	133	114	150	145
África	66	54	63	17	19	21	69	57	67
Total	8.774	11.118	11.041	10.450	12.139	12.557	10.516	13.141	13.134

¹ Os volumes de reservas informados à SEC incluem petróleo e gás sintéticos

Fonte: Petrobras (2016a)

Igualmente, as estimativas de reservas provadas referentes às operações internacionais da Petrobras, informadas à SEC, indicadas na tabela 5, são inferiores (-6%) aquelas informadas às várias agências governamentais, sob as diretrizes da SPE.

No caso das reservas provadas de petróleo e gás natural, de acordo com critérios técnicos da SEC, abrangendo o Brasil e as operações internacionais, o volume registrado em 2015, que atingiu 10.516 MMboe, apresenta uma redução de 25% em relação às reservas registradas em 2014 (13.141 MMboe), que se deveu “à queda dos

preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015 e ao declínio natural da produção de campos de petróleo” (PETROBRAS, 2016a).

Registrou-se, assim, uma redução líquida de 2.625 MMboe nas reservas provadas em 2015, principalmente em consequência de revisões de estimativas anteriores, conforme especificado na tabela abaixo. Verificou-se uma redução de 2.186 MMboe atribuída à queda dos preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015, ao que se somou uma redução de 22 MMboe devido às vendas de reservas provadas. Esta redução foi parcialmente compensada pela incorporação de 494 MMboe de reservas provadas das descobertas de novas acumulações e extensões no Brasil (Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo) e na Argentina, e à incorporação de 22 MMboe devido a uma melhor recuperação. O resultado líquido (excluindo a produção) foi uma diminuição de 1.692 MMboe nas reservas provadas em 2015. Considerando-se uma produção de 932 MMboe, a redução líquida de reservas provadas foi de 2,625 MMboe.

Tabela 6: Alterações nas reservas provadas de petróleo e gás natural – Petrobras (Critério SEC) (MMboe) - Fonte: Petrobras (2016a)

Alterações/Descrição	2015	2014	2013
Reservas provadas, início do ano	13.141	13.134	12.895
Descobertas e extensões	494	316	1.050
Recuperação melhorada	22	2	277
Revisões de estimativas anteriores	(2.186)	718	(109)
Vendas de reservas provadas	(22)	(163)	(118)
Compras de reservas provadas	0	31	0
Produção	(932)	(898)	(862)
Reservas provadas, final do ano	10.516	13.141	13.134

Mas na análise das alterações ocorridas nos três anos, pode-se verificar que volume de “descobertas e extensões” registrado em 2015 corresponde a menos da metade do “volume produzido”, o que significa que haveria crescimento das reservas apenas no caso em que as “revisões de estimativas anteriores” apresentassem um resultado positivo de forma a compensar essa defasagem, conforme ocorreu em 2014, quando, mesmo com volumes relativamente reduzidos atribuídos a “descobertas e extensões”, foi registrado um crescimento das reservas com relação ao ano anterior.

As informações fornecidas à SEC compreendem, ainda, uma desagregação entre as “Reservas provadas desenvolvidas” e as “Reservas provadas não desenvolvidas”. As “Reservas provadas desenvolvidas” são aquelas que se pode esperar que sejam recuperadas:

- (i) através de poços existentes com os equipamentos e métodos operacionais existentes ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e
- (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura operacional no momento da estimativa de reserva se a extração for através de meios que não envolvam um poço.” (PETROBRAS, 2016a)

As “Reservas provadas não desenvolvidas”, por sua vez, são aquelas que se espera que sejam recuperadas “a partir de novos poços em áreas não perfuradas, ou de poços existentes que exijam despesa relativamente maior”.

Em 31 de dezembro de 2015, as reservas nacionais provadas desenvolvidas de petróleo e gás natural representavam 50% e 55,5%, respectivamente, das reservas nacionais provadas totais de petróleo e gás natural.

A comparação dos dados sobre reservas de uma mesma empresa, referentes a exercícios diferentes, ou dos dados de diferentes empresas (ou países) não constitui uma tarefa trivial. Em um primeiro momento, por que o acompanhamento dos dados sobre as reservas e sua comparabilidade apresentam dificuldades intrínsecas que decorrem dos diferentes sistemas de classificação, ou mesmo do maior ou menor rigor com que essa questão é tratada por cada país ou por cada empresa. Mas, mesmo tomando por base um sistema de classificação determinado, a avaliação de reservas está sujeita a alterações constantes, devido à própria alteração da base de informações que decorre de novas aquisições de dados na fase exploratória ou na fase de produção (interpretação sísmica, mapas geológicos, testes de poços, estudos de engenharia de reservatório etc.), ou a alguma alteração nas condições de mercado.

Isso pode ser observado no caso das informações da Petrobras relativas às “Reservas provadas desenvolvidas”, cujos volumes registram uma forte redução entre 2014 e 2015, o que, muito provavelmente, deve resultar da revisão das curvas de produção que acompanhou as alterações dos parâmetros econômicos da indústria, que levou, inclusive, à redução dos volumes das reservas provadas totais. Ou na variação apresentada nos volumes relativos às “Reservas provadas não desenvolvidas”, que apresentou uma variação positiva líquida de 389 MMboe entre 2014 e 2015, que deriva de “extensões e descobertas” (408,4 MMboe), principalmente da Bacia de Santos, de “revisões e estimativas anteriores” (243,2 MMboe) e de melhor recuperação (0,5 MMboe), o que resulta em uma variação positiva bruta de 652,1 MMboe, da qual foram deduzidos 262,9 MMboe, que correspondem à conversão de “reservas provadas não desenvolvidas” em “reservas provadas desenvolvidas”, que decorreu da perfuração de poços em campos de produção já existentes.

Tabela 7: Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Petróleo e Gás Natural – Petrobras (Critério SEC) - Fonte: Petrobras (2016a)

Classificação	Petróleo (mmbbl)			Gás natural (bncf)			Total (mmboe)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Reservas provadas desenvolvidas	4.273	7.011	6.518	5.330	6.672	6.591	5.162	8.123	7.617
Reservas provadas não desenvolvidas	4.278	3.848	4.149	4.267	4.509	4.713	4.989	4.600	4.935
Total	8.551	10.859	10.667	9.597	11.181	11.303	10.151	12.722	12.551

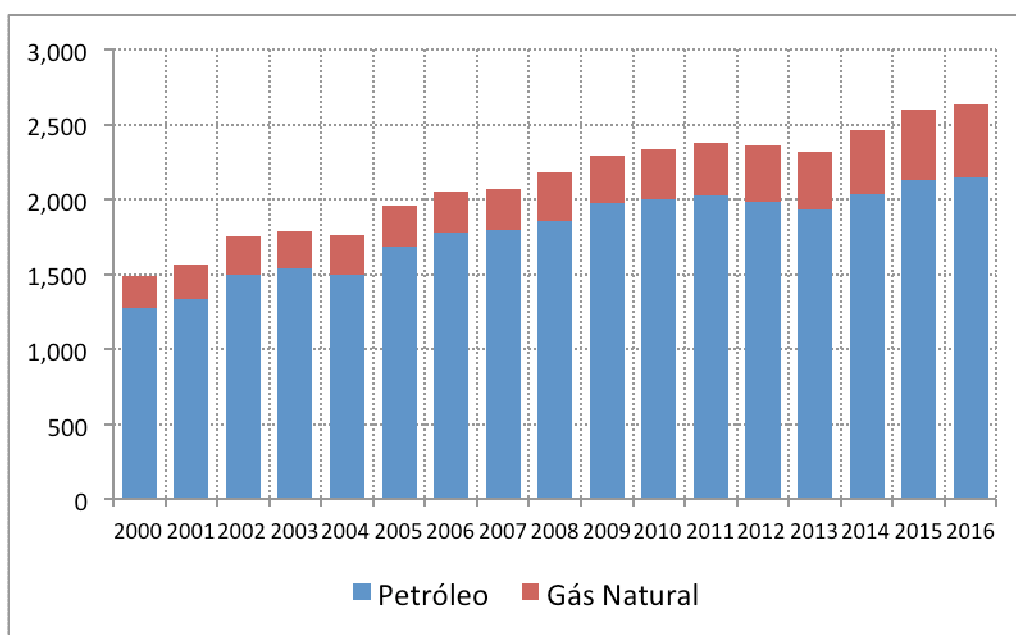
3.1.2 Exploração & Produção: dados sobre produção

Em 2016, a produção de petróleo atingiu uma média de 2.144 Mbbl/d, 1,0% superior à média alcançada em 2015. Esse nível registrado na produção de petróleo é levemente inferior ao previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 (PNG 2015-2019)⁶⁷ (2.200 Mbbl/d) e superior à projeção constante no PNG 2017-2021 para o ano de 2017 (2.070 Mbbl/d).

A produção de gás natural atingiu uma média de 485 Mboe/d, resultando em uma produção total de petróleo e gás natural de 2.629 Mboe/d, 1,3% superior a do ano anterior.

Tabela 8. Produção de Petróleo e Gás Natural – Petrobras – 2000-2016 (Mboe/d) – Fonte: Petrobras (2017e)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Petróleo	1.271	1.336	1.500	1.540	1.493	1.684	1.778	1.792	1.855	1.971	2.004	2.022	1.980	1.931	2.034	2.128	2.144
Gás Natural	221	232	252	251	265	274	277	273	321	317	334	355	375	389	427	468	485
Total	1.492	1.568	1.752	1.791	1.758	1.958	2.055	2.065	2.176	2.288	2.338	2.377	2.355	2.320	2.461	2.596	2.629



⁶⁷ Entre 2006 e 2010, esses planos recebiam a denominação de “Plano de Negócios”. Para efeito de simplificação, os planos divulgados nesse período também são identificados pela sigla “PNG”.

Gráfico 22. Produção de Petróleo e Gás Natural - Petrobras – 2000-2016 (Mboe/d) - Fonte: Petrobras (2017e)

Pode-se observar, no Gráfico 22, que a curva de produção apresenta um crescimento consistente, mas que não pode ser classificado como “espetacular”, considerando o desempenho de outras empresas e de outros países. A produção total da Petrobras era inferior a 1.500 Mboe/d até o ano de 2000, experimentando um crescimento total de 68,7% até 2016, o que representa um crescimento médio de 3,3% ao ano.

O crescimento da produção nos últimos quinze anos, inclusive aquele verificado nos Estados Unidos, foi fortemente ancorado na estabilização dos preços mundiais em níveis relativamente altos que perdurou por todo esse período, mas há diferenças acentuadas no que se refere ao esforço que deve ser despendido por cada país ou empresa para conseguir tirar proveito dessa “conjuntura favorável”. Atendida a premissa de existência de condições geológicas favoráveis (que já existam reservas ou, então, sejam realizadas descobertas importantes), esse maior ou menor esforço depende de que já exista uma base técnica sólida e uma infraestrutura instalada, de que os custos dos investimentos mostrem-se compatíveis com a expectativa das receitas que serão geradas, mas, também, de que existam recursos financeiros disponíveis em volume suficiente, ou, então, que se tenha acesso a financiamento em condições que não inviabilizem o resultado pretendido.

No caso do Brasil e da Petrobras, o crescimento contínuo das reservas, incrementado pelas descobertas gigantes do pré-sal, foi viabilizado pela continuidade dos investimentos no período em que os preços do petróleo desencorajavam que estes fossem realizados e, também, por outro requisito intimamente ligado ao primeiro, que é o conhecimento técnico acumulado pela Petrobras na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas. Mas, há dois aspectos que influenciaram para que o crescimento médio da produção da Petrobras tivesse se mantido em níveis relativamente modestos.

O primeiro, diz respeito ao volume de investimentos exigidos para viabilizar as atividades de exploração e produção nas condições severas encontradas no pré-sal (distância da costa, condições meteoceanográficas, águas ultraprofundas, poços de grande profundidade, características da rocha de sal, presença de contaminantes etc.), tema em relação ao qual se deve fazer uma distinção entre, por um lado, a viabilidade econômica segundo as condições de mercado, que está diretamente relacionado ao preço

de equilíbrio (o chamado “*break-even*”) que torna viável a produção de uma determinada reserva considerando-se os preços do petróleo no mercado mundial, e, por outro lado, a margem de recursos que as diferentes empresas contam para realizar seus investimentos, que está relacionada mais diretamente à ordem de grandeza dos investimentos exigidos em cada situação real (produção não-convencional - *tight oil*, produção convencional *onshore*, produção em águas rasas, produção em águas profundas etc.) e que, ao final, vai definir qual será o ritmo do crescimento de cada empresa e a possibilidade de garantir uma maior participação no mercado, o que está relacionado.

O segundo, diz respeito à maior ou menor capacidade das empresas para realizar o volume de investimentos requerido contando com recursos próprios e às diferentes condições a que estão submetidas no que se refere à possibilidade de ter acesso a financiamentos (que vão determinar sua capacidade de investimento), a depender da posição relativa de seus países de origem na chamada economia global, considerando, grosso modo, o grupo dos “países emergentes” e o grupo dos “países avançados”, para utilizar a terminologia das organizações multilaterais que zelam pela estabilidade da “ordem mundial”, fundada na manutenção do *status quo* que beneficia o grupo de países que dominam essas organizações⁶⁸.

O que interessa destacar, no caso, é que, consideradas as condições de produção em águas ultraprofundas e, em especial, no pré-sal brasileiro, combinadas com a inserção específica do País no contexto da economia mundial, esses fatores contribuíram de forma decisiva para que os resultados obtidos pela Petrobras possam ser classificados como relativamente “modestos”.

No que se refere ao volume de investimentos exigido, é necessário considerar que os reservatórios de petróleo apresentam uma produção declinante ao longo do seu tempo de vida produtivo que, em média, é de 30 anos. Ou seja, a indústria de petróleo e gás natural, de uma maneira geral, convive com o declínio natural da produção, cujo impacto possui relação com a idade relativa dos campos em produção, fator que cria uma demanda para a reposição do volume correspondente ao volume que deixou de ser produzido, seja pelo desenvolvimento de novos campos, seja pela aplicação de métodos de recuperação avançada que reduzam a taxa de declínio dos campos já existentes.

⁶⁸ Esse tema, que não será aprofundado nesse trabalho, aparecerá em suas consequências, de forma mais detalhada, na seção em que trataremos do endividamento da Petrobras.

Em resumo, é necessária a realização de investimentos significativos mesmo para manter a produção estabilizada nos níveis já alcançados, como forma de evitar que haja um declínio da produção em termos absolutos. Esse é um aspecto particularmente crítico no Brasil, onde a maior parte dos campos produtores da Bacia de Campos está produzindo há mais de vinte anos e apresenta uma taxa média de declínio da produção da ordem de 9% ao ano.

Mas se soma a esse quadro outras condições, relacionadas à dependência histórica da importação de petróleo e ao volume da demanda interna pelo consumo de derivados de petróleo, que relativizam o impacto que o crescimento da produção nesse período mais recente poderia ter representado. Até 2006, antes de ter alcançado, pela primeira vez, a “auto-suficiência”⁶⁹, o País sempre foi importador líquido de petróleo, em volumes que impactavam negativamente, de forma relevante, os resultados da balança comercial. Em 2000, por exemplo, a dependência externa do país equivalia a 29,3%, traduzindo-se em um “déficit” de 83,3 Mm³/d diante de um consumo aparente de 284,8 Mm³/d. Mas, durante esse mesmo período analisado, ocorreu um crescimento do consumo interno de derivados em ritmo acelerado, o que exigia a produção de petróleo em um volume igualmente crescente, que fosse suficiente para promover um equilíbrio entre a oferta e a demanda e, assim, eliminar a necessidade de importações. Assim, em termos práticos, o esforço para descobrir novas reservas e aumentar a produção esteve, em boa parte, voltado para esse objetivo, o que é indicado pelo fato de o País, de 2006 em diante, ter alternado resultados superiores e inferiores ao volume de produção que indicaria a “auto-suficiência” a cada ano.

Voltando aos números apresentados na Tabela 8, a produção interna de petróleo da Petrobras correspondeu a 1.271 Mbbl/d, em 2000, e atingiu 2.144 Mbbl/d, em 2016, resultando em um acréscimo nominal de 873 Mbbl/d. Imaginando-se a estabilização do consumo no patamar então vigente ou, um crescimento moderado deste, esse volume excedente poderia ser destinado à exportação e o País, assim, teria condições mais favoráveis para lidar com uma situação de crise, o que inclui uma adequação do ritmo dos investimentos.

Pode-se concluir que o benefício gerado pelo crescimento da produção, com relação ao quadro anterior, em um esforço que vem desde o final da década de 70, foi o

⁶⁹ Considera-se que um país atingiu a auto-suficiência quando o volume de produção total, somado ao volume de importação líquida de petróleo e ao volume de importação líquida de derivados (parcelas que podem apresentar valores positivos ou negativos), é superior ao volume do consumo aparente.

de diminuir ou eliminar a necessidade de importações, reduzindo o impacto sobre a balança comercial, além de ter fortalecido as atividades de exploração & produção de petróleo e gás natural, que eram relativamente menos significativas até o início dos anos 80.

Diga-se de passagem, que a situação de dependência externa e as despesas elevadas com importações justificaram a produção de petróleo mesmo em condições antieconômicas, as quais sempre estiveram presentes em cada uma das fases dessa indústria no país: na produção em águas rasas, no final da década de 70; no início da produção em águas profundas, a partir de 1985; na continuidade dos investimentos nos planos de desenvolvimento dos campos descobertos na Bacia de Campos, mesmo no cenário de preços mundiais reduzidos, na década de 90; na sustentação da campanha de exploração do pré-sal, com várias perdas e custos altíssimos, até a primeira descoberta de Tupi (Lula), em 2006; etc..

A estratégia de desenvolver os campos do pré-sal em condições de incerteza quanto à sua viabilidade futura, no caso de eventual redução de preços, como, de fato, veio a ocorrer, também pode ser incluída nessa lista. Mas, reproduzindo aspectos que estiveram presentes nas demais fases da exploração e produção offshore, essas condições críticas acabaram por favorecer o desenvolvimento de tecnologias que viabilizaram a produção em condições muito mais severas do que aquelas com as quais a empresa havia se deparado anteriormente e, tão importante quanto, o desenvolvimento de tecnologias que reduziram sensivelmente o custo dos investimentos, viabilizando a produção econômica nesses campos mesmo no cenário de preços mais reduzidos que se projetou para a indústria a partir de 2014.

Trata-se, assim, de uma série de “decisões erradas” que, para o bem ou para mal, viabilizaram a indústria de petróleo no país, no estado da arte em que esta hoje se encontra. Um dos principais resultados desse processo foi a consolidação da Petrobras como uma grande empresa de petróleo em escala mundial, o que enfatiza a cruel ironia que representa o fato de a empresa ser ofertada na bacia das almas, na forma do “plano de desinvestimento” e da “política de parcerias” implementados pela sua alta direção, o que inclui a venda de ativos relevantes localizados no polígono pré-sal.

3.1.3 A evolução do investimento total e por área de negócios

Em 2016, os investimentos da Petrobras somaram US\$ 15,9 bilhões, o que expressa uma forte redução em relação ao nível de investimentos que a empresa vinha praticando em anos recentes. Esse valor corresponde a apenas 69,0% do valor investido em 2015 (US\$ 23,0 bilhões) e a 43,0% do valor investido em 2014 (US\$ 37,0 bilhões), anos que já marcam o início da trajetória de declínio dos investimentos quando comparados com o patamar alcançado entre 2010 e 2013, em torno de US\$ 45,0 bilhões.

A Tabela 9 e o Gráfico 23 permitem observar a tendência de elevação contínua dos investimentos a partir de 2004, até alcançar o pico entre 2010 e 2013, reduzindo-se a partir daí até o nível atual.

Tabela 9. Investimentos reais – Petrobras – 2000-2016 (em US\$ bilhões)
Fonte: Petrobras (2017f)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Investim.	6,9	6,7	10,2	9,4	11,2	14,7	19,7	27,6	31,9	38,2	47,1	45,6	44,1	48,8	37,0	23,0	15,9

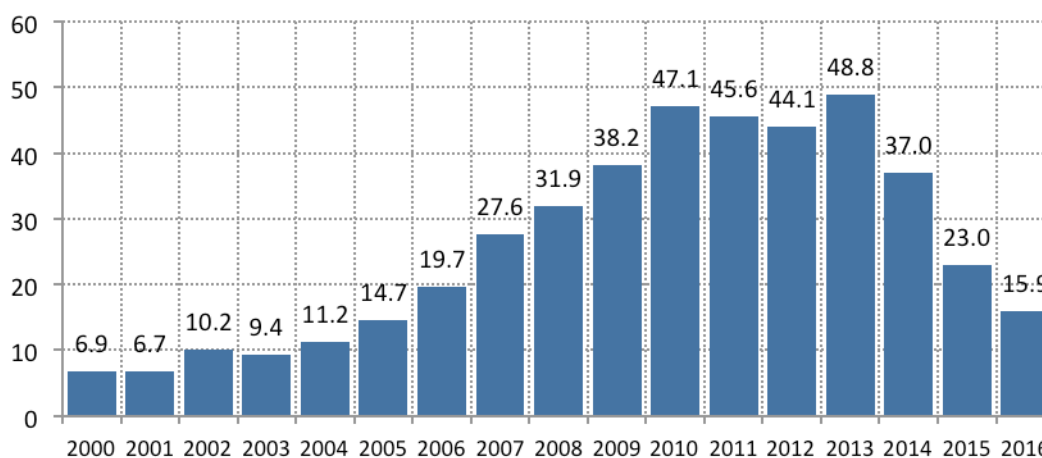


Gráfico 23. Investimentos reais – Petrobras – 2000-2016 (em US\$ bilhões) - Fonte: elab. própria com dados da Petrobras (2017f)

Os números apresentados na tabela e no gráfico mostram-se significativos quando comparados com os dados sobre a série histórica de investimentos reais da Petrobras, que demonstram que estes se mantiveram abaixo de US\$ 5 bilhões em 1965-1973; entre US\$ 5 e US\$ 10 bilhões em 1974-1983; abaixo de US\$ 5 bilhões, com oscilações pontuais, em 1984-1994; entre US\$ 5 e US\$ 10 bilhões em 1994-2003 (PETROBRAS, 2017f).

Entre 2004 e 2010, os investimentos da empresa registraram um acréscimo médio de US\$ 6 bilhões por ano, até atingir US\$ 47,1 bilhões em 2010, mantendo-se em uma faixa próxima a esse valor até 2013 e recuando para US\$ 37 bilhões em 2014. O investimento acumulado no período 2004-2014 somou US\$ 366 bilhões, com uma média anual de US\$ 33 bilhões, o que representa um crescimento de mais de 4,5 vezes em relação ao investimento acumulado no período 1993-2003, que somou US\$ 77 bilhões, com uma média anual de US\$ 7 bilhões (PETROBRAS, 2017f).

Essa disparidade na magnitude dos investimentos nos dois períodos considerados poderia sugerir, a princípio, que se estaria diante de duas diferentes empresas, a considerar o período analisado. Sabe-se que não é este o caso, mas os números relativos aos investimentos realizados no período 2004-2014 indicam que a Petrobras experimentou um verdadeiro salto nos seus investimentos, em termos de escala, o que parecia abrir novas perspectivas para a empresa no que se refere às possibilidades de expansão de suas atividades e à posição relativa por ela ocupada no cenário da indústria mundial de petróleo e gás natural, o que, no entanto, não se confirmou por limites inerentes à lógica financeira que possibilitou essa expansão, tema que o presente trabalho se propõe a discutir.

Uma análise da distribuição dos investimentos por área de negócios revela que houve uma priorização das atividades de exploração e produção, contemplada com investimentos da ordem de US\$ 185 bilhões no período 2004-2014, que corresponde a 50,7% no valor total investido. Essa prioridade é registrada, na verdade, desde 1978, quando, invertendo o que ocorrera entre 1970-1977, os investimentos em E&P superaram os investimentos em abastecimento, mantendo essa posição desde então (PETROBRAS, 2017f).

Tabela 10. Investimento Real por Área de Negócios – Petrobras – 2000-2016 (US\$ bilhões).

Fonte: elab. própria com dados da Petrobras (2017f)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
E&P	4,7	4,3	4,5	4,7	6,5	8,0	9,0	12,7	15,7	17,2	20,2	21,6	22,5	28,0	24,2	19,1	13,5
Abastecimento	1,0	0,8	1,4	2,4	2,0	1,9	2,4	6,4	7,2	10,1	17,5	17,1	15,1	14,5	7,8	2,5	1,2
Gás & Energia	0,2	0,3	0,4	0,6	0,3	0,9	0,9	2,9	4,3	5,6	4,3	2,4	2,2	2,8	2,5	0,8	0,7
Internacional	0,5	0,8	3,2	1,0	1,2	1,8	4,2	4,0	3,7	3,7	2,9	2,8	2,6	2,4	1,5	0,0	0,0
Distribuição	0,0	0,1	0,2	0,2	0,6	0,3	0,4	1,0	0,3	0,3	0,6	0,7	0,7	0,5	0,4	0,3	0,1
Outros	0,4	0,5	0,4	0,5	0,6	1,8	2,8	0,5	0,7	1,2	1,6	1,1	0,9	0,7	0,6	0,3	0,3
Total	6,9	6,7	10,2	9,4	11,2	14,7	19,7	27,6	31,9	38,2	47,1	45,6	44,1	48,8	37,0	23,0	15,9

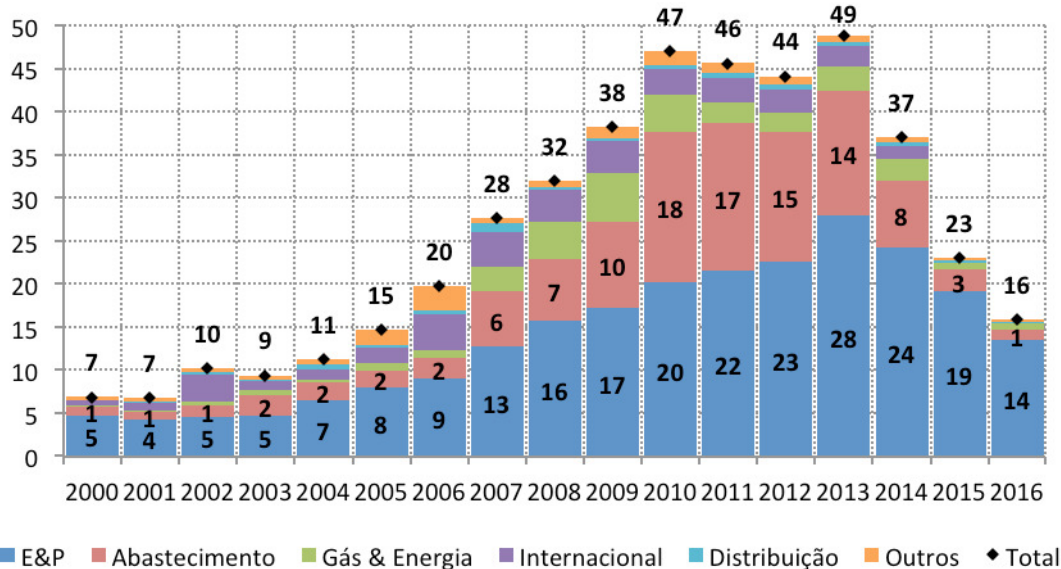


Gráfico 24. Investimento Real por Área de Negócios – Petrobras – 2000-2016 (US\$ bilhões)
 Fonte: elab. própria com dados da Petrobras (2017f)

A comparação entre os investimentos em atividades de E&P e no abastecimento indica uma flutuação acentuada na participação relativa dessas duas áreas em relação ao investimento total, chegando a haver registro de uma participação relativa dos investimentos em E&P superior a 80%, e mesmo a 90%, entre 1981 e 1987 (PETROBRAS, 2017f). Em anos mais recentes, embora os investimentos em E&P tivessem se mantido mais elevados, os investimentos em abastecimento registraram valores bastante significativos a partir de 2007, ficando próximo ou ultrapassando US\$ 15 bilhões entre 2010 e 2013, período em que os investimentos em E&P foram superiores a US\$ 20 bilhões, ultrapassando US\$ 25 bilhões em 2013.

Nas áreas de Gás & Energia e Internacional há, também, registro de investimentos relevantes, embora em escala mais reduzida, os quais, em tese, teriam o objetivo de materializar a estratégia da Petrobras de se transformar em uma “empresa de energia” e de ampliar sua participação no mercado internacional. Neste último caso, a empresa beneficiou-se da experiência acumulada na atividade de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, que se mostrou importante na realização de investimentos em E&P nos Estados Unidos (Golfo do México) e na costa da África. Outro foco da atuação internacional da empresa foi motivado pela proximidade geográfica, que facilitou sua atuação nos mercados de petróleo e seus derivados e de gás natural de diversos países sul-americanos.

A Tabela 11 e o Gráfico 25 registram os valores dos investimentos que foram previstos nos PNG’s a partir de 2006, podendo-se verificar que houve um crescimento

contínuo desses valores nos PNG's elaborados entre 2006 e 2010, até que se estabilizassem em torno de US\$220/230 bilhões nos PNG's elaborados entre 2010 e 2014, e, finalmente, sofressem uma drástica redução nos PNG's 2015-2019 e 2017-2021.

Tabela 11. Investimentos previstos - PNG 2006-2010 ao PNG 2017-2021 - Petrobras (US\$ bilhões)⁷⁰. Fonte: elab. própria com dados da Petrobras (2005-2016b)

	06-10	07-11	08-12	09-13	10-14	11-15	12-16	13-17	14-18	15-19	15-19*	17-21
Inv. PNG	52,4	87,1	112,4	174,4	224,0	224,7	236,5	236,7	220,6	130,3	98,4	74,5

* Revisão janeiro/2016

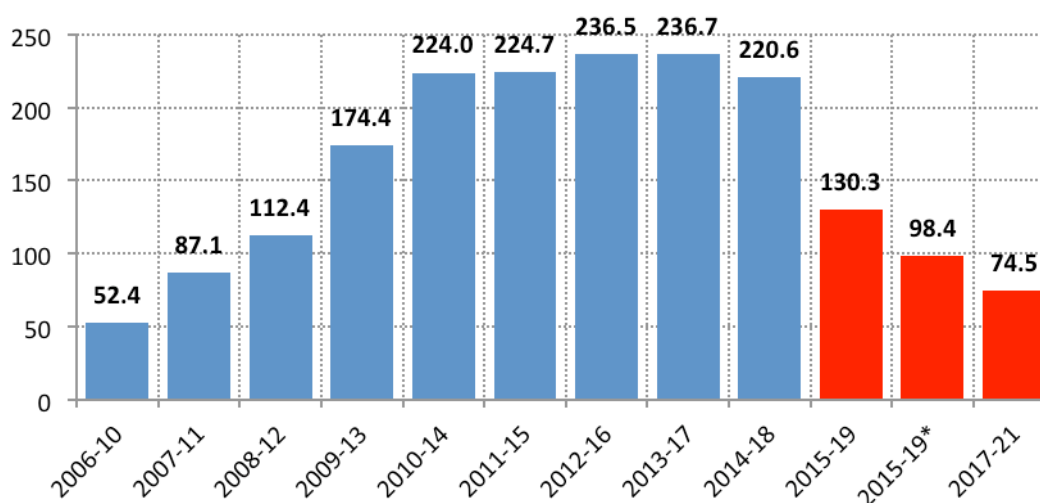


Gráfico 25. Investimentos previstos - PNG 2006-2010 ao PNG 2017-2021 -- Petrobras (US\$ bilhões)

Como tendência, os investimentos reais realizados durante esse período, apurados por quinquênio, mostraram-se iguais ou superiores ao que foi previsto nos PNG's respectivos, o que deixa de ocorrer somente quando passam a ser contabilizados os investimentos realizados em 2015 e 2016 que, conforme o que foi demonstrado anteriormente, marcam uma mudança na trajetória da empresa no período recente.

A comparação entre os valores de investimentos projetados no PNG e os valores dos investimentos reais realizados no período de vigência do plano é apresentada na Tabela 12 e no Gráfico 26, onde estão também indicados os valores das diferenças apuradas tendo como referência cada quinquênio.

⁷⁰ Sob a indicação "2015-2019*" ou "15-19*" é registrado o valor que corresponde à revisão realizada no PNG 2015-2019, em janeiro de 2016. A meta de investimento do PNG 2017-2021, indicada na tabela e no gráfico, refere-se ao valor revisado após a divulgação do relatório consolidado de 2016. O valor em questão (US\$ 74,5 bilhões) apresenta uma leve variação em relação ao valor original, equivalente a US\$ 74,1 bilhões.

Tabela 12. Comparação entre Investimento previsto e realizado por quinquênio – Petrobras (US\$ bilhões). Fonte: elab. própria com dados da Petrobras (2005-2016b, 2017f)

	06-10	07-11	08-12	09-13	10-14	11-15	12-16	13-17	14-18	15-19	15-19*	17-21
Inv. Previsto (PNG)	52,4	87,1	112,4	174,4	224,0	224,7	236,5	236,7	220,6	130,3	98,4	74,1
Inv. Realizado	164,5	190,4	206,9	223,8	222,6	198,6	168,8	124,7*	75,9*	38,9*	38,9*	
Dif. Real. x Prev.	112,1	103,3	94,5	49,4	-1,4	-26,1	-67,7	-113,8	-146,5	-93,3	-61,4	

* Valores parciais

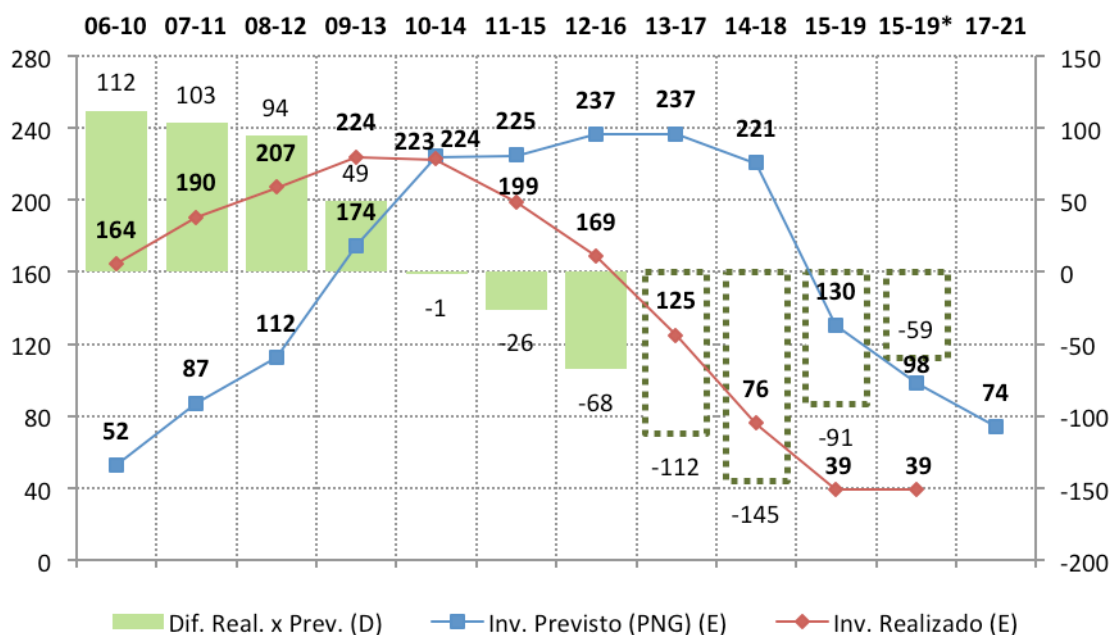


Gráfico 26. Comparação entre Investimento previsto e realizado por quinquênio – Petrobras (US\$ bilhões)

No período 2006-2010, o investimento realizado (US\$ 164 bilhões) correspondeu a mais do que o triplo do investimento estimado no PNG (US\$ 52 bilhões), tendência que, mantida, abriu caminho para que a marca de US\$ 200 bilhões fosse alcançada já no quinquênio 2008-12, cujos investimentos realizados (US\$ 207 bilhões) superaram em 84% o valor estimado pelo PNG respectivo (US\$ 112 bilhões), conforme indicado na Tabela 12 e no Gráfico 26.

Os quinquênios 2009-13 e 2010-14, registraram investimentos superiores a US\$ 220 bilhões, que corresponderam a um investimento médio anual equivalente a US\$ 45 bilhões. Como pode se observar no Gráfico 26, no quinquênio 2010-14 a meta de investimentos e os investimentos realizados apresentaram, praticamente, o mesmo valor.

Os PNG's seguintes, até o PNG 2014-18, mantiveram metas de investimentos neste mesmo patamar de US\$ 220 bilhões, mas, já a partir do quinquênio 2011-15 pode-se observar uma inversão na relação entre as duas curvas, com um investimento

realizado inferior ao previsto no plano, o que reflete a drástica redução do nível de investimentos verificada em 2015 (US\$ 23 bilhões), último ano deste quinquênio, que correspondeu a menos do que a metade do valor investido em 2013 (US\$ 49 bilhões; ver Tabela 9 e Gráfico 23). Essa tendência acentuou-se no quinquênio 2012-16, acompanhando a redução do nível de investimentos registrada nos três últimos anos.

Com relação aos quinquênios 2013/17 e seguintes, cujos investimentos se encontram ainda em andamento, os valores parciais, apurados até 2016, revelam a continuidade da tendência de declínio dos valores realizados em termos absolutos e, como expressão dos “ajustes” promovidos na estratégia da empresa, necessariamente inferiores aos valores projetados para o quinquênio respectivo. Tomando-se como referência o valor dos investimentos realizados em 2015 (US\$ 16 bilhões), pode-se apontar para uma “convergência” entre os investimentos que serão realizados nesse próximo período e a meta estabelecida no PNG 2017-2021 (US\$ 74,5 bilhões), que traduziria o novo patamar de investimentos da empresa, que é inferior ao valor apurado no quinquênio 2003-2007, que foi da ordem de US\$ 82,6 bilhões (PETROBRAS, 2005-2016b).

Mas, mesmo a manutenção de níveis elevados de investimentos, pelo menos até 2014, mostrou-se insuficiente para que a empresa conseguisse apresentar um crescimento mais significativo na produção de petróleo e gás natural. Além disso, o fato de terem sido abertas, de forma simultânea, diferentes frentes de investimentos – a área de abastecimento absorveu um investimento total de US\$ 102 bilhões entre 2004-2014⁷¹ - foi um fator que contribuiu para ampliar o desequilíbrio entre a disponibilidade de recursos próprios e a demanda por novos investimentos, tornando a empresa mais dependente do acesso a novos financiamentos como forma de atender a essa demanda.

⁷¹ Os investimentos realizados na área de abastecimento foram bastante expressivos, quando comparados com os valores dos investimentos totais, mas acabaram por produzir impactos negativos em função dos problemas verificados nos principais empreendimentos dessa área – o COMPERJ e a RNEST. A implementação dessas duas refinarias foi cercada por uma série de decisões gerenciais pouco amadurecidas - o que incluiu o início da construção com uma definição insuficiente dos respectivos projetos conceituais - que levaram a constantes modificações e conseqüente encarecimento desses empreendimentos. O COMPERJ, depois de sucessivas reconfigurações e sucessivos adiamentos da data de início de sua operação, e com investimentos realizados de US\$ 7,6 bilhões até o final de 2013, teve sua implantação adiada por tempo indeterminado, mantendo-se, no curto prazo, a previsão apenas da implantação de uma Unidade de Processamento de Gás Natural. A RNEST, concebida, inicialmente, como uma parceria com a PDVSA, da Venezuela, depois desfeita, que previa a utilização de petróleo extra-pesado e com grande teor de acidez proveniente daquele país, sofreu uma reconfiguração, com previsão para a implantação de duas unidades de refino, com capacidade total de 230 Mbbl/d. Até o final de 2013, os investimentos realizados somaram US\$ 14,8 bilhões. No final de 2014, entrou em operação a primeira unidade de refino, com capacidade parcial de 74 Mbbl/d. Um resultado tão desastroso de um investimento desse porte impactaria negativamente o caixa de qualquer empresa, o que não foi diferente no caso da Petrobras (PETROBRAS, 2007a-2017a).

3.1.4 O incremento na capacidade nominal de produção nos anos recentes

O patamar de produção que permitiu atingir a chamada “auto-suficiência de petróleo”, possui relação com os investimentos que foram se intensificando a partir de 2003. A estratégia de investimento da empresa, à época, não estava ancorada na descoberta do pré-sal na Bacia de Santos, que veio a ocorrer somente em 2006 e que começou a ganhar maior relevância, no que se refere ao volume de investimentos, somente a partir de 2009, quando foi realizado o TLD de Tupi, seguido pela implantação do projeto piloto de Lula, o primeiro do pré-sal na Bacia de Santos, em 2010, mesmo ano em que foi declarada a comercialidade dos campos descobertos nas áreas de Tupi e Iracema.

Assim, para que se possa ter uma melhor compreensão sobre a trajetória da curva de produção da Petrobras no período mais recente, faz-se necessário apresentar uma breve descrição sobre os principais empreendimentos de E&P da Petrobras a partir de 2005 para, em seguida, analisar qual foi a contribuição desses empreendimentos na sustentação e ampliação dos níveis de produção desde então. A relação dos sistemas de produção definitivos implantados entre 2005 e 2016 é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13: Unidades de Produção implantadas por Bacia e por Campo - 2005-2016

Fonte: elab. própria; dados: Petrobras (2007a-2017a)

Início Prod.	Bacia	Campo/Área	Tipo Unid.	Unid. Prod.	Capac.Nom. Petróleo (bbl/d)	Capac.Nom. Gás Nat. (Mm3/d)	Prof. LDA (m)
2005	Campos	Barracuda	FPSO	P-43	150.000	6.000	600-1.100
2005	Campos	Caratinga	FPSO	P-48	150.000	6.000	750-1.350
2006	Campos	Albacora Leste	FPSO	P-50	180.000	6.000	1.230
2006	Campos	Jubarte – Fase I	FPSO	P-34	73.500	500	1.350
2006	Esp. Santo	Golfinho – Mód. 1	FPSO	Capixaba	100.000	3.200	1.300
2007	Campos	Espadarte – Mód. 2	FPSO	C. Rio de Janeiro	100.000	2.500	1.350
2007	Campos	Roncador – Fase II	SS	P-52	180.000	7.500	1.800
2007	Campos	Roncador – Mód. 2	FPSO	P-54	180.000	6.000	1.400
2007	Esp. Santo	Golfinho – Mód. 2	FPSO	C. Vitoria	100.000	3.500	1.360
2007	Sergipe	Piranema	FPSO	Sevan Piranema	30.000	2.400	1.090
2008	Campos	Marlim Leste – Mód. 2	FPSO	C. Niterói	100.000	3.500	1.400
2008	Campos	Marlim Sul – Mód. 2	SS	P-51	180.000	6.000	1.255
2009	Esp. Santo	Camarupim	FPSO	C. São Mateus	35.200	10.000	720
2009	Campos	Marlim Leste	FPU	P-53	180.000	6.000	1.090
2010	Campos	Cachalote - B. Franca	FPSO	Capixaba *	100.000	3.200	1.300
2010	Campos	Jubarte - Fase II	FPSO	P-57	180.000	2.000	1.300
2010	Santos	Lula (piloto)	FPSO	C. Angra dos Reis	100.000	5.000	2.200
2010	Santos	Uruguá - Tambaú	FPSO	C. Santos	35.000	10.000	1.300
2011	Campos	Marlim Sul – Mód. 3	SS	P-56	100.000	6.000	1.700
2011	Santos	Mexilhão	Plat. Fixa	PMXL-1	-	15.000	172
2012	Campos	Baleia Azul - Pirambu	FPSO	C. Anchieta	100.000	3.500	1.220
2013	Campos	Papa-Terra – Mód. 1	FPSO	P-63	140.000	1.000	1.170
2013	Campos	Roncador – Mód. 3	SS	P-55	180.000	4.000	1.790

Início Prod.	Bacia	Campo/Área	Tipo Unid.	Unid. Prod.	Capac.Nom. Petróleo (bbl/d)	Capac.Nom. Gás Nat. (Mm3/d)	Prof. LDA (m)
2013	Santos	Baúna	FPSO	C. Itajaí	80.500	2.000	225-295
2013	Santos	Lula NE	FPSO	C. Paraty	120.000	5.000	2.130
2013	Santos	Sapinhoá Sul	FPSO	C. São Paulo	150.000	5.000	2.140
2014	Campos	Parque das Baleias	FPSO	P-58	180.000	6.000	1.400
2014	Campos	Roncador –Mód. 4	FPSO	P-62	180.000	6.000	1.600
2014	Santos	Lula	FPSO	C. Mangaratiba	150.000	8.000	2.220
2014	Santos	Sapinhoá Norte	FPSO	C. Ilhabela	150.000	6.000	2.140
2015	Campos	Papa-Terra – Mód. 2	TLWP	P-61	-	-	1.180
2015	Santos	Lula	FPSO	C. Itaguaí	150.000	8.000	2.240
2016	Santos	Lapa	FPSO	C. Caraguatatuba	100.000	5.000	2.140
2016	Santos	Lula Alto	FPSO	C. Maricá	150.000	6.000	2.100
2016	Santos	Lula Central	FPSO	C. Saquarema	150.000	6.000	2.100

No período 2005-2009 há registro da implantação de dezesseis novos sistemas de produção definitivos, doze localizadas na Bacia de Campos, três na Bacia do Espírito Santo e uma na Bacia do Sergipe. Considerando-se a entrada em operação por ano, há registro de duas unidades em 2005, três unidades em 2006, cinco unidades em 2007, uma unidade em 2008 e cinco unidades em 2009.

Com a implantação dessas novas unidades houve um aumento da capacidade nominal de produção equivalente a um total 1.739 Mbbbl/d, com média anual de 348 Mbbbl/d, registrando-se, somente na Bacia de Campos, um incremento na capacidade de produção de 1.474 Mbbbl/d (Figura 5).

2005	2006	2007	2008	2009
Bacia de Campos				
Barracuda FPSO P-43	Alb. Leste FPSO P-50	Espadarte FPSO C. R.Janeiro	Marlim Sul SS P-51	Marlim Leste FPU P-53
Caratinga FPSO P-48	Jubarte FPSO JK (P-34)	Roncador SS P-52		Marlim Leste FPSO C. Niterói
		Roncador FPSO P-54		
300	254	460	180	280
Bacia do Espírito Santo				
	Golfinho FPSO Capixaba	Golfinho FPSO C. Vitória		Camarupim FPSO C. S.Mateus
	100	100		35
Bacia do Sergipe				
		Piranema FPSO Piranema		
		30		
300	354	590	180	315
<i>Total (Mbbbl/d)</i>				

Figura 5. Unidades de Produção implantadas por Bacia - 2005-2009⁷²
 Fonte: Petrobras, PNG's e Relatório Form-20F

Entre 2010 e 2016 foram implantadas vinte novas unidades, sendo oito na Bacia de Campos⁷³ e doze na Bacia de Santos, ao que correspondeu um acréscimo da capacidade nominal de produção de 1.060 Mbbl/d e 1.336 Mbbl/d, respectivamente, com um total da ordem de 2.396 Mbbl/d e uma média anual de 342 Mbbl/d, praticamente igual àquela apurada no período 2005-2009. Verifica-se que houve uma concentração da entrada em operação de novas unidades em 2013 e 2014, com registro de nove unidades, com capacidade de produção de 1.331 Mbbl/d, que corresponde a mais da metade da capacidade total registrada no período (Figura 6).

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bacia de Campos						
Cach./B.Franca FPSO Capixaba	Marlim Sul SS P-56	Baleia Azul FPSO C. Anchieta	Papa-Terra FPSO P-63	Pq Baleias FPSO P-58	Papa-Terra TLWP P-61	
Jubarte FPSO P-57			Roncador SS P-55	Roncador FPSO P-62		
180	100	100	320	360		
Bacia de Santos						
Uruguá/Tambaú FPSO C. Santos	Mexilhão Plat.Fixa PMXL		Sapinhoá S FPSO C. S.Paulo	Sapinhoá N FPSO C. Ilha Bela	Lula FPSO C. Itaguaí	Lapa FPSO C.Caraguatatuba
Lula FPSO C. Angra Reis			Baúna FPSO C. Itajaí	Lula FPSO C.Mangaratiba		Lula Alto FPSO C.Maricá
			Lula NE FPSO C. Paraty			Lula Central FPSO C. Saquarema
135			351	300	150	400
315	100	100	671	660	150	400
Total (Mbbl/d)						

Figura 6. Unidades de Produção implantadas por Bacia - 2010-2016
 Fonte: Petrobras, PNG's e Relatório Form-20F

Com relação a esse conjunto de dados apresentado, cabe observar que a capacidade nominal de produção das unidades implantadas não se traduz em volume de

⁷² A Petrobras participa, sem ser a operadora, nos consórcios de dois outros campos da Bacia de Campos que tiveram unidades implantadas em 2009. São eles: o campo de Frade, onde foi implantado o FPSO Frade, com capacidade nominal de produção de petróleo e gás natural de 100.000 bbl/d e 3.000 Mm³/d, respectivamente, que tem a Chevron como operadora, no qual a Petrobras participa com 30%; e o campo de Ostra (Parque das Conchas), onde foi implantado o FPSO Espírito Santo, com capacidade nominal de produção de petróleo e gás natural de 150.000 bbl/d e 1.400 Mm³/d, respectivamente, que tem a Shell como operadora, com participação da Petrobras equivalente a 35%. A Petrobras concluiu a venda dos seus direitos relativos a este último campo em dezembro de 2013.

⁷³ O FPSO Capixaba foi instalado originalmente no campo de Golfinho - Módulo I, na Bacia do Espírito Santo, com início de produção em 2006. Como forma de evitar uma duplicidade no registro de unidades de produção e da respectiva capacidade de produção adicionada, o FPSO Capixaba não foi contabilizado em 2010 e não foi incluído nos dados consolidados por bacia relativos ao período 2010-2016.

produção efetiva, verificando-se, em termos práticos, uma variação da produção em função de outros fatores que determinam a curva de produção de um campo. Quando um sistema definitivo de produção é instalado, há um período inicial de testes e ajustes, havendo uma interligação paulatina dos poços de produção e de injeção à unidade, fase em que é utilizada apenas uma parte da capacidade de produção projetada. O pico de produção ocorre na chamada fase de *plateau* e é atingido somente após todos os poços previstos terem sido interligados e até o momento em que não haja registro de perda significativa de pressão no reservatório. Após a fase de *plateau*, a produção do campo começa a declinar, podendo, eventualmente, o ritmo desse declínio ser mitigado mediante atividades de intervenção nos poços, instalação de sistemas de elevação artificial ou utilização de métodos de recuperação avançada, entre as alternativas que poderão ser adotadas a depender de cada situação específica ao longo da vida útil de produção de um campo petrolífero.

Como forma de avaliar como as unidades implantadas pela Petrobras entre 2005 e 2016 impactaram a curva de produção, efetuou-se a apuração da produção proveniente dessas unidades de forma desagregada daquela proveniente das demais unidades implantadas em anos anteriores. Nos casos de consórcios, as parcelas atribuíveis à Petrobras foram segregadas das parcelas atribuíveis a outras empresas, segundo as respectivas participações⁷⁴. O resultado, considerando a produção total de petróleo, para o período 2009-2016⁷⁵, é apresentado na Tabela 14 e no Gráfico 27⁷⁶.

Tabela 14. Produção de Petróleo Anual – Brasil – Por Localização (mar e terra) e Tipo de UEP (nova e antiga) (MMbbl) – 2009-2016 – Fonte: elab. própria com dados da ANP (2017p-2017i)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mar/UEP's novas (Petrobras)	324	372	414	421	425	483	538	553
Mar/UEP's novas (outras Empr.)	8	35	41	27	31	72	109	141
Mar/UEP's antigas	315	277	246	240	220	206	184	169
Terra	65	66	66	66	64	62	58	56
Total	712	750	768	754	739	823	890	919

⁷⁴ Os campos cuja produção foi computada de forma segregada foram: Albacora Leste, Lula, Sapinhoá e Papa-Terra, nos quais a Petrobras é a operadora; e os campos de Frade (FPSO Frade) e do Parque das Conchas (FPSO Espírito Santo), que têm como operadoras a Chevron e a Shell, respectivamente. A produção de propriedade de outras empresas nesses campos especificados foi registrada sob a denominação “Mar/UEP’s novas (outras Empr.)” na Tabela 14 e no Gráfico 27.

⁷⁵ Os dados de produção de petróleo e gás natural, por plataforma, estão disponíveis apenas a partir de 2009, razão da definição pelo período 2009-2016.

⁷⁶ Além das unidades de produção que constam da Tabela 13 e dos já mencionados FPSO Frade e FPSO Espírito Santo, outras UEP’s tiveram a produção computada sob a classificação de “UEP’s novas”, por estarem associadas a empreendimentos iniciados no período considerado: FPSO Dynamic Producer (TLD’s da área de Guará, entre outros); FPSO Cidade de São Vicente (TLD’s da área de Tupi); SS Zephir I (TLD da área de Tiro); Plataforma de Merluzza (que recebe a produção do Campo de Lagosta, iniciada em 2009); FPSO Rio das Ostras (Campo de Badejo: projeto-piloto para produção de petróleo extra-pesado).

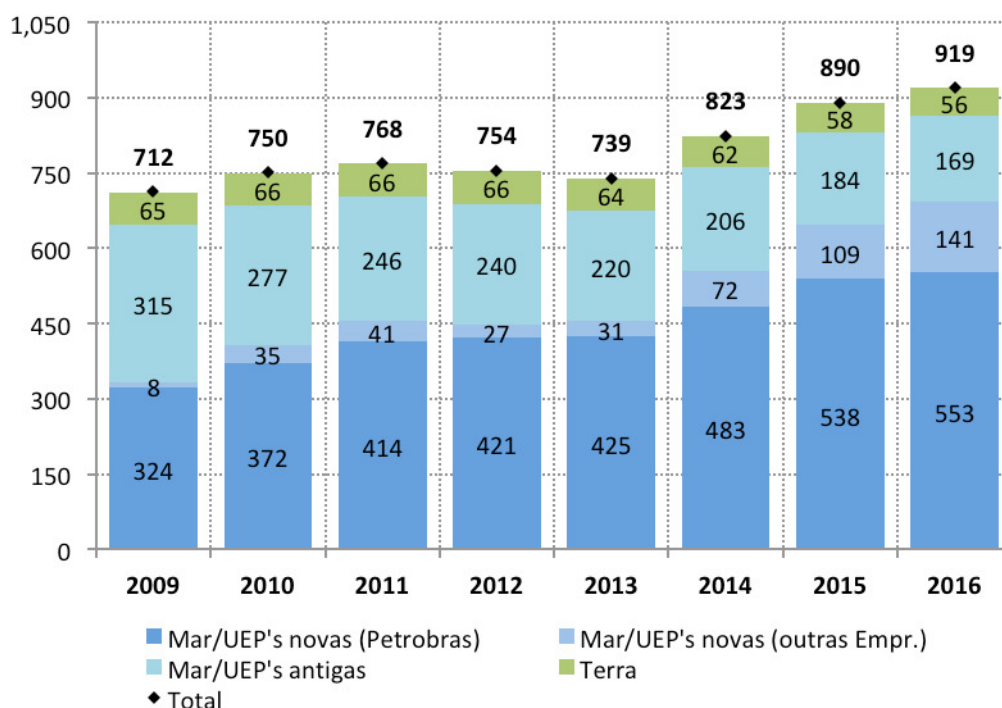


Gráfico 27. Produção de Petróleo Anual – Brasil – Por Localização (mar e terra) e Tipo de UEP (nova e antiga) (MMbbl) – 2009-2016 – Fonte: elab. própria com dados da ANP (2017p-2017i)

Pode-se observar que, em 2009, a produção proveniente das novas unidades implantadas no período de 2005-2009, alcançou um patamar equivalente ao apresentado pela produção proveniente das unidades que entraram em operação antes de 2005 (332 MMbbl e 315 MMbbl, respectivamente). A partir de 2009, nota-se um aumento progressivo da produção proveniente das novas unidades que entraram em operação a cada ano, principalmente a partir de 2013, atingindo em 2016 um volume equivalente a mais de quatro vezes a produção proveniente das unidades antigas, considerando-se, no caso, a produção conjunta da Petrobras e das outras empresas⁷⁷.

⁷⁷ Cabe observar que o aumento da produção registrado nesse período, da ordem de 29%, decorre, quase na sua totalidade, da atuação da Petrobras como operadora, mas tem como maiores beneficiários as empresas que integram consórcios com a Petrobras, com destaque para os campos de Lula (BG e Petrogal) e Sapinhoá (BG e Repsol-Sinopec). Entre os diversos campos em que a Petrobras integra consórcios com outras empresas os principais são aqueles cuja produção já foi contabilizada na Tabela 14 e no Gráfico 27, sob a denominação “Mar/UEP’s novas (outras Empr.)”, que demonstram um aumento da participação relativa dessas empresas no volume de produção total, que passou de 1%, em 2009, para 15%, em 2016. Embora altere de forma pouco significativa o resultado final, um levantamento mais preciso deve contabilizar, também, a produção de outros campos em que estas empresas têm participação, cujos dados, na Tabela 14 e no Gráfico 27, aparecem agregados sob a denominação “Mar/UEP’s antigas” e “Terra”. Entre estes, incluem-se alguns campos controlados por consórcios com participação da Petrobras, localizados no mar (Manati, Arabaiana, Pescada e Bijupirá/Salema) e em terra (diversos campos), além de outros campos em que a Petrobras não tem participação. Quando se contabiliza apenas o aumento da produção de propriedade da Petrobras, no período 2009-2016, este é da ordem de 9%, conforme demonstrado na Tabela 8, que indica a evolução da produção média diária da empresa.

Em termos de capacidade efetiva utilizada, a produção registrada por essas novas UEP's, em 2009 e 2016, considerando a produção média diária de petróleo, corresponde a 910 Mbbl/d e 1.900 Mbbl/d, respectivamente, ou seja, 47% e 75%, respectivamente, da produção total registrada nesses dois anos. Vale notar que, em dezembro de 2016, vinte e cinco das unidades de produção implantadas entre 2005 e 2016 figuram na “Relação de 30 plataformas com maior produção” apurada para aquele mês (BOLETIM, 2017a).

E aqui reaparece uma questão importante, já mencionada antes, que diz respeito ao processo natural de declínio da produção dos campos, que não pode ser ignorado quando se trata de definir uma estratégia para manter ou ampliar um determinado nível de produção. Conforme indicado na Tabela 14 e no Gráfico 27, o volume de produção proveniente das UEP's novas, em 2016, é equivalente a 694 MMbbl, considerando a produção total da Petrobras e de outras Empresas. Se considerarmos o incremento da produção devido a essas unidades apenas no período 2009-2016, este equivale a 362 MMbbl (diferença entre a produção de 694 MMbbl, em 2016, e de 332 MMbbl, em 2009). Ocorre que o aumento efetivo global da produção entre 2009 e 2016 foi inferior, equivalendo a 207 MMbbl, sendo que a diferença entre esses dois valores expressa o declínio da produção proveniente das unidades implantadas antes de 2005, que passou de 315 MMbbl, em 2009, para 169 MMbbl, em 2016.

A Tabela 15 e o Gráfico 28 comparam a produção de petróleo anual proveniente das UEP's novas e das UEP's antigas, além de registrar as respectivas variações anuais em relação ao ano anterior.

Tabela 15: Produção de Petróleo Anual - UEP's novas e UEP's antigas e variação anual (MMbbl) - 2009-2016. Fonte: elab. própria; dados da ANP (2017p-2017i)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Mar/UEP's novas	332	407	456	448	455	556	647	694
Mar/UEP's antigas	315	277	246	240	220	206	184	169
Variação ano anterior (UEP's novas)		76	48	-7	7	100	91	46
Variação ano anterior (UEP's antigas)		-38	-30	-6	-20	-14	-22	-15

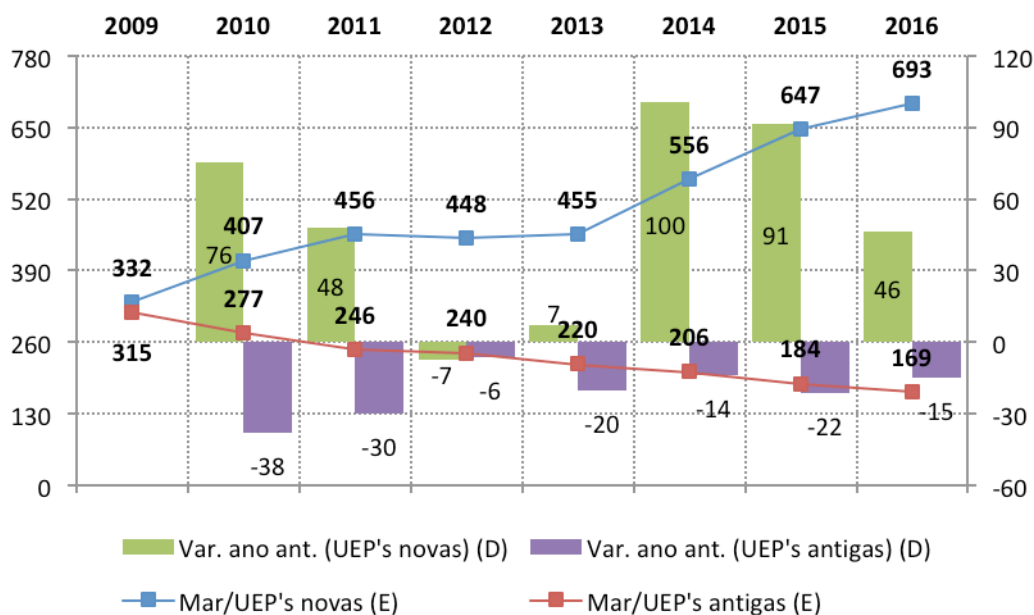


Gráfico 28. Produção de Petróleo UEP's novas e UEP's antigas e variação anual - 2009-2016 (MMbbl). Fonte: elab. própria; dados da ANP (2017p-2017i)

3.1.5 O cenário para 2017-2021

O Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 prevê a entrada em operação de dezoito novas UEP's no seu período de vigência, sendo quatro localizadas na Bacia de Campos e quatorze localizadas na Bacia de Santos, segundo o seguinte cronograma: três unidades em 2017; cinco unidades em 2018; duas unidades em 2019; quatro unidades em 2020; e quatro unidades em 2021. A relação das UEP's a serem implantadas, com as respectivas capacidades nominais de produção, é apresentada na Tabela 16.

Tabela 16: Unidades de Produção programadas por Bacia e por Campo - 2017-2021
Fonte: elab. própria; dados: Petrobras (2017a, p.54; 2016b)

Início Prod.	Bacia	Campo/Área	Tipo Unid.	Unid. Prod.	Capac. Nom. Petróleo (bbl/d)	Capac. Nom. Gás Nat. (Mm ³ /d)	Prof. LDA (m)
2017	Campos	Tartaruga Verde e Mestiça	FPSO	Cid. Campos	150.000	5.000	765
2017	Santos	Lula Norte	FPSO	P-67	150.000	6.000	2.100
2017	Santos	Lula Sul	FPSO	P-66	150.000	6.000	2.100
2018	Santos	Berbigão	FPSO	P-71	150.000	6.000	2.100
2018	Santos	Búzios I	FPSO	P-74	150.000	7.000	2.100
2018	Santos	Búzios II	FPSO	P-75	150.000	7.000	2.100
2018	Santos	Búzios III	FPSO	P-76	150.000	7.000	2.100
2018	Santos	Lula Extremo-Sul	FPSO	P-68	150.000	6.000	2.100
2019	Santos	Atapu I	FPSO	P-70	150.000	6.000	2.100
2019	Santos	Búzios IV	FPSO	P-77	150.000	7.000	2.100
2020	Campos	Marlim (Revit. I)	FPSO	nd	180.000	6.000	800
2020	Santos	Búzios V	FPSO	nd	150.000	6.000	2.100
2020	Santos	Libra I (Piloto)	FPSO	nd	180.000	12.000	2.100
2020	Santos	Sépia	FPSO	P-72	180.000	5.000	2.100

Início Prod.	Bacia	Campo/Área	Tipo Unid.	Unid. Prod.	Capac. Nom. Petróleo (bbl/d)	Capac. Nom. Gás Nat. (Mm ³ /d)	Prof. LDA (m)
2021	Campos	Marlim (Revit. II)	FPSO	nd	180.000	6.000	800
2021	Campos	Sul do Parque das Baleias	FPSO	nd	60.000	500	1.355
2021	Santos	Itapu	FPSO	nd	150.000	6.000	2.100
2021	Santos	Libra 2 (NW)	FPSO	nd	180.000	12.000	2.100

Na Bacia de Campos, as unidades serão destinadas ao campo de Tartaruga Verde e Mestiça e ao projeto de revitalização de Marlim (que receberia duas unidades), para produção de reservatórios do pós-sal, e ao campo de Sul do Parque das Baleias, para produção de reservatórios da camada pré-sal.

Na Bacia de Santos, todas as unidades serão utilizadas para produção de reservatórios da camada pré-sal, havendo previsão de compartilhamento de unidades entre campos sob diferentes modalidades de contrato, mas cujos reservatórios apresentam continuidade em termos geológicos:

- três unidades serão destinadas ao campo de Lula (Lula Norte, Lula Sul e Lula Extremo Sul), sob o regime de concessão; com o compartilhamento de uma unidade entre o campo de Lula Extremo Sul (concessão) e o campo de Sul de Lula (cessão onerosa);
- duas unidades serão destinadas aos campos situados nas áreas de Iara e do Entorno de Iara: Berbigão (concessão; com extensão para Norte de Berbigão e Sul de Berbigão, cessão onerosa); e Atapu 1 (cessão onerosa; com extensão para Oeste de Atapu, concessão)⁷⁸;
- sete unidades serão destinadas aos campos regidos pelo contrato de cessão onerosa (Búzios, Sépia e Itapu), com o compartilhamento de uma unidade entre o campo de Sépia (cessão onerosa) e o campo de Sépia Leste (concessão); e
- duas unidades serão destinadas ao campo de Libra (contrato de partilha da produção). A realização do TLD do campo de Libra está prevista para 2017, mas utilizará um FPSO de menor porte (50 Mbbl/d), projetado especificamente para essa finalidade.

Esse planejamento para a implantação de novos sistemas de produção definitivos expressa, de forma clara, a prioridade dada aos campos localizados na Bacia de Santos,

⁷⁸ Na declaração de comercialidade das áreas de Iara e do Entorno de Iara foram identificados oito campos. **Campos da área de Iara (concessão):** Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu. **Campos da área do Entorno de Iara (cessão onerosa):** Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Atapu (PETROBRAS, 2015e)

cujos reservatórios encontram-se na camada do pré-sal. A ênfase recai sobre o campo de Lula (concessão), os campos vinculados à cessão onerosa e o campo de Libra (partilha). O campo de Lula chegará ao final do período com nove sistemas definitivos implantados, de um total de dez previstos⁷⁹.

Com relação à Bacia de Campos, considerando-se a previsão de implantação de um número reduzido de nova unidades, o cenário mais favorável que se pode esperar é o de estabilização do atual nível de produção ou de redução da taxa de declínio, mediante a realização de atividades de manutenção e de projetos de recuperação avançada nos reservatórios localizados no pós-sal, ou como resultado do desenvolvimento das novas descobertas localizadas na camada pré-sal. Sobre esse tema, há o registro de reservatórios já em produção na camada pré-sal da Bacia de Campos: Marlim (Brava); Parque das Baleias; Marlim Leste (Tracajá); e Caratinga (Carimbé), aos quais devem se juntar descobertas recentes anunciadas em Albacora (Forno; outubro de 2016) e Marlim Sul (Poraquê; julho de 2017) (PETROBRAS, 2017m). Segundo as informações disponíveis sobre a produção de petróleo e gás natural para o mês de dezembro de 2016, a Bacia de Campos ainda responde por 55% da produção total de petróleo e 25% da produção total de gás natural, em reservatórios tanto do pós-sal como do pré-sal. Considerando apenas a produção referente aos reservatórios da camada pré-sal daquele mesmo mês e ano, 20% da produção total (petróleo e gás natural) são provenientes de campos localizados na Bacia de Campos, com destaque para os campos de Jubarte e Baleia Azul (BOLETIM, 2017a).

Com relação ao aumento projetado da capacidade de produção a previsão é de que seja adicionada uma capacidade equivalente a 570 Mbbl/d e 2.190 Mbbl/d, respectivamente, na Bacia de Campos e na Bacia de Santos, com total de 2.760 Mbbl/d e média anual de 552 Mbbl/d, que supera em mais de 50% a média anual apurada no período 2010-2016 (Figura 7).

2017	2018	2019	2020	2021
Bacia de Campos				
Tartaruga Verde			Marlim Revit. I	Marlim Revit. II
FPSO C. Campos			FPSO nd	FPSO nd
				S Parque Baleias
				FPSO nd
150			180	240
Bacia de Santos				
Lula N	Búzios I	Búzios IV	Búzios V	Itapu

⁷⁹ O campo de Lula Oeste, que ainda figurava no PNG 2015-2019 com uma unidade de produção prevista para 2020, foi retirado do PNG 2017-2021.

FPSO P-67	FPSO P-74	FPSO P-77	FPSO nd	FPSO nd
Lula S	Búzios II	Atapu 1	Sépia	Libra 2
FPSO P-66	FPSO P-75	FPSO P-70	FPSO P-72	FPSO nd
Libra	Búzios III		Libra 1	
FPSO TLD *	FPSO P-76		FPSO nd	
	Berbigão			
	FPSO P-71			
	Lula Ext Sul			
	FPSO P-68			
300	750	300	510	330
450	750	300	690	570
<i>Total (Mbb/d)</i>				

Figura 7. Unidades de Produção programadas por Bacia - 2017-2021

Fonte: Petrobras, PNG's e Relatório Form-20F

Tem-se, assim, a previsão de um incremento expressivo na capacidade nominal de produção, o qual deverá se mostrar suficiente para compensar o declínio da produção, que tende a ser mais elevado, em termos nominais, diante de um patamar de produção, alcançado em 2016, superior aquele que existia nos anos iniciais dos outros períodos analisados (2005 e 2010), e, ao mesmo tempo, para adicionar um volume de produção que corresponda ao incremento estimado para a produção total no período. No caso, a projeção constante no PNG 2017-2021 é de que seja alcançada uma produção de 2.770 Mbb/d, em 2021, que representa um aumento de 34% ante uma produção de 2.070 Mbb/d, em 2017, também indicada no plano.

Simultaneamente à programação das unidades de produção e à definição da meta de produção em 2021, o PNG 2017-2021 sinalizou uma drástica redução no volume de investimentos a ser realizado no período - US\$ 74,5 bilhões, conforme valor revisado no início de 2017 - ampliando ainda mais o corte de recursos que já fora implementado com base no PNG 2015-2019 e na posterior revisão deste. Uma comparação entre esses indicadores permitiria inferir, em uma análise preliminar, que esse volume de investimentos revelaria uma possível incompatibilidade com as metas operacionais inseridas no PNG 2017-2021, mas essa questão somente poderia ser esclarecida, com alguma margem de segurança, a partir de uma análise detalhada das premissas adotadas pelo plano e dos próprios estudos de viabilidade técnica e econômica de cada empreendimento.

Há, no entanto, alguns fatores que poderiam demonstrar a viabilidade desses empreendimentos programados, mesmo em um cenário de redução do volume dos investimentos: parte das unidades de produção foi contratada em anos anteriores e, eventualmente, contaria com investimentos parciais já realizados; houve uma redução relativa no custo final das unidades de produção, que acompanhou a tendência de

redução nos custos dos bens e serviços como efeito do desaquecimento da indústria de P&G; a padronização das unidades de produção (“unidades replicantes”) favorece a redução dos custos; a Petrobras conseguiu reduzir significativamente os custos de perfuração, que respondem por cerca de 50% do investimento total do plano de desenvolvimento de um campo *offshore*; a alta produtividade verificada nos poços perfurados no pré-sal reduz a quantidade de poços de produção e de injeção que seriam necessários para garantir o volume de produção compatível com os parâmetros de projeto de cada empreendimento e com o porte das unidades de produção, reduzindo o valor total dos investimentos; a Petrobras beneficia-se de ganhos de escala significativos que decorrem da proximidade relativa dos novos campos em desenvolvimento entre si e com os outros campos já operados pela empresa na Bacia de Santos, os quais contam com infraestrutura instalada e com uma estrutura de apoio logístico etc..

À medida que sejam confirmados, os fatores especificados acima demonstrariam que a redução do nível dos investimentos não implicaria em qualquer prejuízo para o cumprimento das metas relativas à implantação de novas unidades e ao aumento dos níveis de produção. Mas, essa possível comprovação da capacidade da empresa para desenvolver esses campos com custos mais reduzidos demonstraria, ao mesmo tempo, que a venda de direitos sobre os campos de petróleo e gás natural localizados no polígono do pré-sal, implementada recentemente, mostra-se lesiva aos interesses da empresa, tendo, ao final, o único sentido de promover uma privatização da empresa, sem que esse objetivo seja enunciado de forma explícita.

3.1.6 O potencial de reservas e de produção do pré-sal

O polígono do pré-sal estende-se por três bacias sedimentares – Espírito Santo, Campos e Santos – com as principais descobertas de que há registro concentradas na bacia de Santos. À época da aprovação da lei da partilha, 30,6% da área total do polígono do pré-sal já estavam contratadas sob o regime de concessão, com algumas descobertas e alguns campos em produção, na bacia de Santos, localizados na camada pós-sal. A maior parte dos blocos foi contratada a partir da 2ª e 3ª Rodadas de licitação promovida pela ANP, incluindo os dois blocos em que ocorreram as maiores descobertas na camada do pré-sal – BM-S-9 (área de Tupi) e BM-S-11 (área de Guará). Outras descobertas de maior relevância abrangem as áreas sob contrato de cessão onerosa, as áreas do excedente da cessão onerosa, e a área do prospecto de libra,

contratada sob o regime de partilha da produção. A relação das principais áreas contratadas e respectivos volumes recuperáveis é apresentada no Quadro 2.

Quadro 2: Principais áreas contratadas no polígono do pré-sal (bilhões boe)⁸⁰ – Fonte: Brasil (2014); Lima (2010); Petrobras (2015d, 2015e, 2014c, 2013c, 2011c, 2010c).

Bloco	Consórcio	Área	Campo	Decl. Comerc./ Devolução	Volume recuperável	
					Mínimo	Máximo
BM-S-8	BR - 66% PETROGAL - 14% BARRA - 10% Q.GALVÃO - 10%	Bem-te-vi Carará	PAD em execução (devolução de Bem-te-vi)			
BM-S-9	BR - 45% BG - 30% REPSOL - 25%	Guará	Sapinhoá	dez 2011	2,1	2,1
		Carioca	Lapa	dez 2013	0,5	0,5
BM-S-10	BR - 65% BG - 25% PETROGAL - 10%	Parati	Bloco devolvido	mar 2014	-	-
BM-S-11	BR - 65% BG - 25% PETROGAL - 10%	Tupi	Lula	dez 2010	6,5	6,5
		Iracema	Cernambi	dez 2010	1,8	1,8
BM-S-21	BR - 80% PETROGAL - 20%	Caramba	Bloco devolvido	mai 2015	-	-
BM-S-24	BR - 80% PETROGAL - 20%	Júpiter	Sépia Leste	nov 2015	0,15	0,15
Cessão Onerosa	BR - 100%	Sul de Guará	Sul de Sapinhoá	set 2014	1,2	1,2
		NE Tupi	Sépia			
		Florim	Itapu			
		Franco	Búzios	dez 2013	3,2	3,2
		Sul de Tupi	Sul de Lula			
BM-S-9	BR - 45% BG - 30% REPSOL - 25%	Iara	Atapu Berbigão Sururu	dez 2014	5,0	5,0
Cessão Onerosa	BR - 100%	Entorno de Iara				
Cessão Onerosa (excedente)	BR - 100%	Búzios			6,5	10,0
		Entorno de Iara			2,5	4,0
		Florim			0,3	0,5
		NE Tupi			0,5	0,7
Partilha	BR - 40% CNPC - 10% CNOOC - 10% SHELL - 20% TOTAL - 20%	Libra	PAD em execução		8,0	12,0
				Total	38,0	47,0

Obs.: O volume recuperável estimado para os campos da cessão onerosa (Sul de Sapinhoá, Sépia, Itapu, Búzios e Sul de Lula) corresponde ao volume contratado. No volume recuperável estimado para Iara/Entorno de Iara (acumulações/campos de Atapu, Berbigão e Sururu), 0,6 bilhões boe correspondem ao volume contratado na cessão onerosa.

Em junho de 2014, o CNPE aprovou a Resolução N^o 1/2014, pela qual foi aprovada a contratação direta da Petrobras, sob o regime de partilha, para a produção de

⁸⁰ Em alguns blocos localizados na bacia de Santos há registro de descoberta de reservatórios na camada pós-sal: bloco BM-S-7 (BR - 67% e Repsol - 33%), que deu origem ao campo de Piracucá; e bloco BM-S-40 (área de Tiro e Sidon; BR 100%), que deu origem aos campos de Baúna e Piracaba.

petróleo e gás natural nas áreas excedentes do contrato de cessão onerosa, com um volume recuperável estimado entre 10 e 15 bilhões boe. Entre as justificativas para a referida decisão aparece como destaque a possibilidade de otimização dos projetos de desenvolvimento, quando se considera todo o volume a ser produzido e não apenas a produção dos volumes contratados sob o regime de cessão onerosa. Como exemplo das vantagens dessa contratação, inclui-se o fato de “os investimentos, afretamentos e custos operacionais considerados no cálculo dos valores devidos pela cessão onerosa, não serão computados para efeito de obtenção do custo em óleo, no regime de partilha de produção”, o que implica no aumento da parcela do “excedente em óleo” e, conseqüentemente, um maior valor a ser arrecadado pela União (BRASIL, 2014).

Considerando as informações já disponíveis, as perspectivas representadas para a produção de petróleo e gás natural no polígono do pré-sal revelam-se bastante promissoras. O desenvolvimento conjugado das áreas descritas, com um volume total recuperável entre 38 e 47 bilhões boe, poderá criar, em um prazo relativamente curto, um cluster de produção com potencial maior do que aquele que foi estruturado durante três décadas na Bacia de Campos.

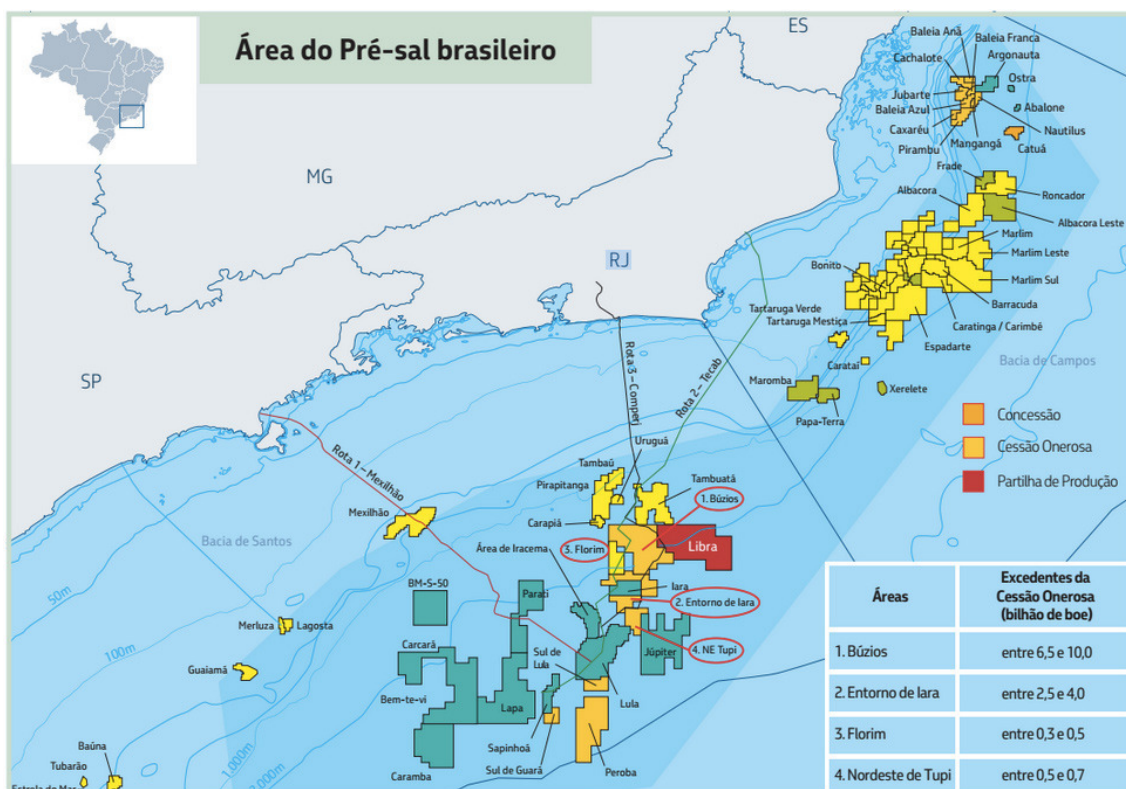


Tabela: Resolução CNPE nº 1, 24/06/2014

Figura 8: Excedentes da Cessão Onerosa - Fonte: Petrobras (2014c)

Entre 2010 e o início de 2013, com apenas um sistema definitivo de produção implantado (Lula), a produção de petróleo e gás natural do pré-sal apresenta um crescimento lento, que reflete apenas a finalização da interligação de todos os poços até atingir a capacidade de produção da unidade instalada. A partir de 2013, com a implantação de dois novos sistemas definitivos de produção (Lula e Sapinhoá), acompanhados de novos sistemas nos anos seguintes, o ritmo de crescimento acelera-se, até ultrapassar as marcas de 500 Mboe/d, 1.000 Mboe/d e 1.500 Mboe/d, em abril/2014, julho/2015 e dezembro/2016, respectivamente (Tabela 17-a, Tabela 17-b e Gráfico 29).

Tabela 17-a: Evolução da produção de petróleo e gás natural – Brasil
janeiro 2010 / setembro 2013 (Mboe/d) – Fonte (ANP, 2017a-2017h)

	Jan10	Mai10	Set10	Jan11	Mai11	Set11	Jan12	Mai12	Set12	Jan13	Mai13	Set13
Produção em terra	286	284	287	288	286	292	279	288	289	288	307	301
Produção pré-sal	26	18	43	84	129	111	158	152	180	323	331	398
Produção pós-sal	2.053	2.163	2.071	2.166	2.077	2.107	2.241	2.038	1.906	1.919	1.826	1.886
Produção total	2.365	2.466	2.400	2.539	2.491	2.510	2.678	2.478	2.375	2.531	2.464	2.585

Tabela 17-b: Evolução da produção de petróleo e gás natural – Brasil
janeiro 2014 / setembro 2013 (Mboe/d) – Fonte (ANP, 2017a-2017h)

	Jan14	Mai14	Set14	Jan15	Mai15	Set15	Jan16	Mai16	Set16	Jan17	Mai17	Set17
Produção em terra	316	316	305	312	294	306	305	302	294	272	234	274
Produção pré-sal	436	549	648	824	896	1.029	1.029	1.146	1.465	1.588	1.572	1.677
Produção pós-sal	1.806	1.856	1.965	1.941	1.808	1.673	1.631	1.667	1.607	1.518	1.506	1.419
Produção total	2.558	2.721	2.918	3.077	2.998	3.008	2.965	3.115	3.366	3.378	3.312	3.370

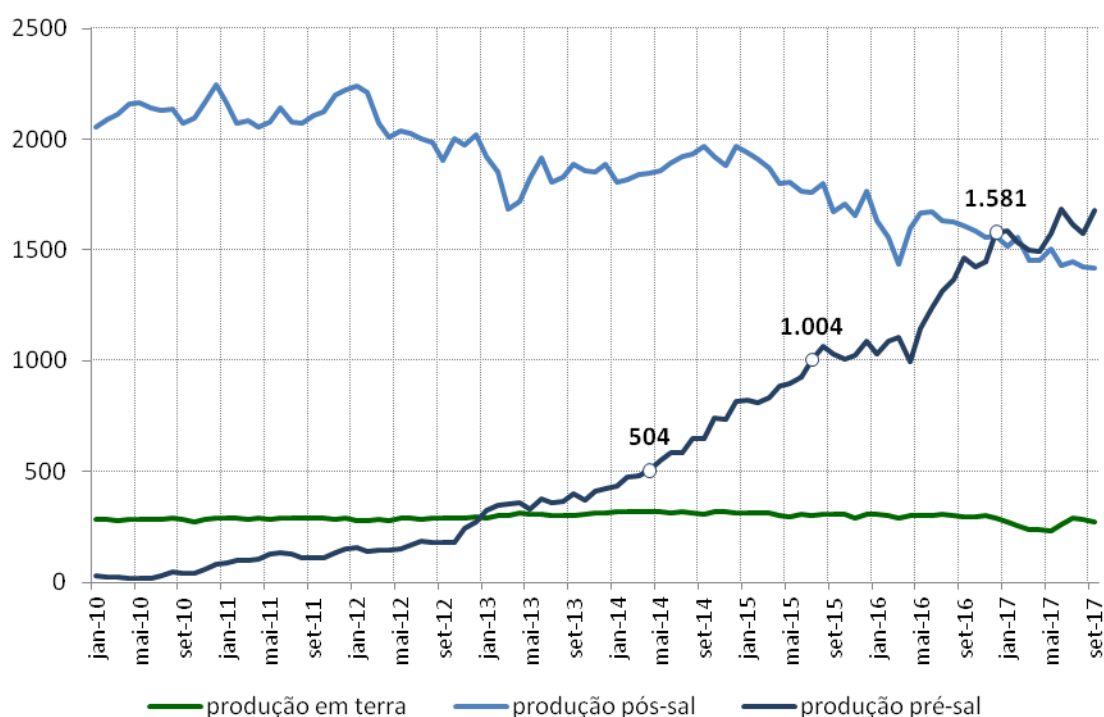


Gráfico 29: Evolução da produção de petróleo e gás natural – Brasil
janeiro 2010 / setembro 2017 (Mboe/d) – Fonte (ANP, 2017a-2017h)

O Gráfico 29 permite comparar o comportamento das curvas de produção do pós-sal e do pré-sal. A produção total do pré-sal (petróleo e gás natural) ultrapassou a produção total dos demais campos *offshore* localizados no pós-sal desde o início de 2017. Em setembro desse mesmo ano, a produção total do pré-sal foi de 1.677 Mboe/d, correspondendo a 49,8% da produção total do País, enquanto somente o campo de Lula foi responsável por uma produção total de 1.008 Mboe/d (BOLETIM, 2017b). O Gráfico 30 indica a evolução da produção acumulada, permitindo identificar como o declínio da produção dos campos *offshore* do pós-sal reduz o impacto do forte crescimento da produção do pré-sal.

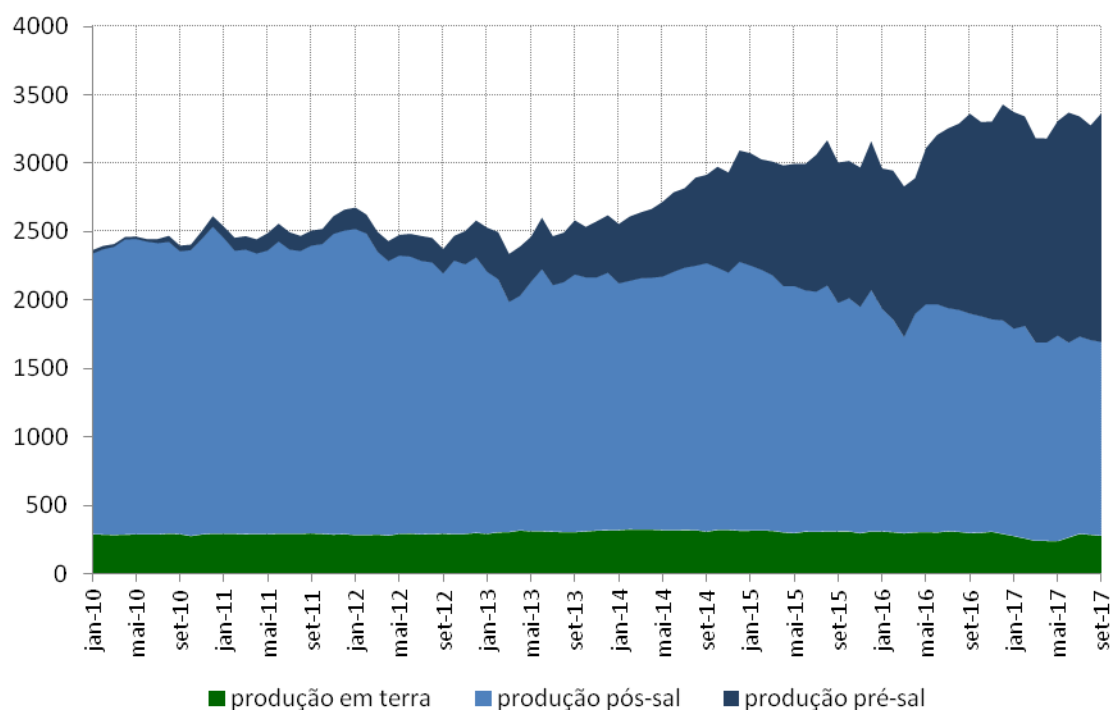


Gráfico 30: Evolução da produção de petróleo e gás natural (acumulado) – Brasil
janeiro 2010 / setembro 2017 (Mboe/d) – Fonte (ANP, 2017a-2017h)

3.1.7 O preço de equilíbrio na produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas e nas condições específicas do pré-sal

O preço de equilíbrio que pode viabilizar um determinado projeto de produção de petróleo, conhecido como *break-even price*, tende a apresentar uma grande variação segundo a localização do campo (em terra ou no mar); a profundidade da lâmina d'água

(rasas, profundas e ultraprofundas); a distância da costa; as condições meteoceanográficas; as características ambientais; o tipo de reserva (convencional ou não-convencional), ao qual corresponde diferentes tecnologias de extração; as características da rocha reservatório etc..

Nesse espectro, a produção de petróleo *offshore*, nas condições encontradas no Brasil – predominância de águas profundas e ultraprofundas, ao que se somam as características específicas do pré-sal: espessas camadas de rochas de sal; grandes profundidades dos reservatórios; forte presença de contaminantes; grandes distâncias da costa; e condições meteoceanográficas severas –, tende a apresentar um preço de equilíbrio relativamente mais elevado, normalmente situado em um ponto intermediário da curva que apresenta os custos associados às condições específicas para a produção de petróleo em diferentes ambientes.

O Gráfico 31 apresenta a curva de custos da produção de petróleo segundo diferentes áreas e tipos de recursos petrolíferos. Considerando-se a referência de dois diferentes patamares de preços do petróleo do tipo *Brent* – US\$100/bbl e US\$50/bbl, apurados em setembro/2014 e setembro/2015, respectivamente, é possível identificar as áreas e tipos de recursos petrolíferos que foram e continuam sendo mais afetados pela nova realidade de preços mais reduzidos do petróleo. Conforme o gráfico, o custo que viabiliza a produção de petróleo em águas profundas na América do Sul, o que inclui a produção brasileira *offshore*, oscila entre US\$40/bbl e US\$110/bbl, fato que, até meados de 2014, ainda representava uma situação relativamente confortável. Com a queda dos preços do petróleo, todos os produtores de “alto custo” viram-se diante da exigência de buscar o aumento da produtividade e a redução dos custos de produção como condição para continuar participando desse mercado. No lado esquerdo do gráfico figuram os tipos de recursos de “baixo custo”, com preços de equilíbrio entre US\$5/bbl e US\$30/bbl – produção convencional em países-membros da OPEP, Rússia etc. Na parte intermediária, com custos mais reduzidos do que aqueles registrados na produção brasileira de águas ultraprofundas, aparece a produção convencional e, também, os produtores de *tight oil* dos EUA, neste último caso com custos variando entre US\$15/bbl e US\$75/bbl, a depender da província produtora (ALMEIDA, 2017; GRAAW, 2015).

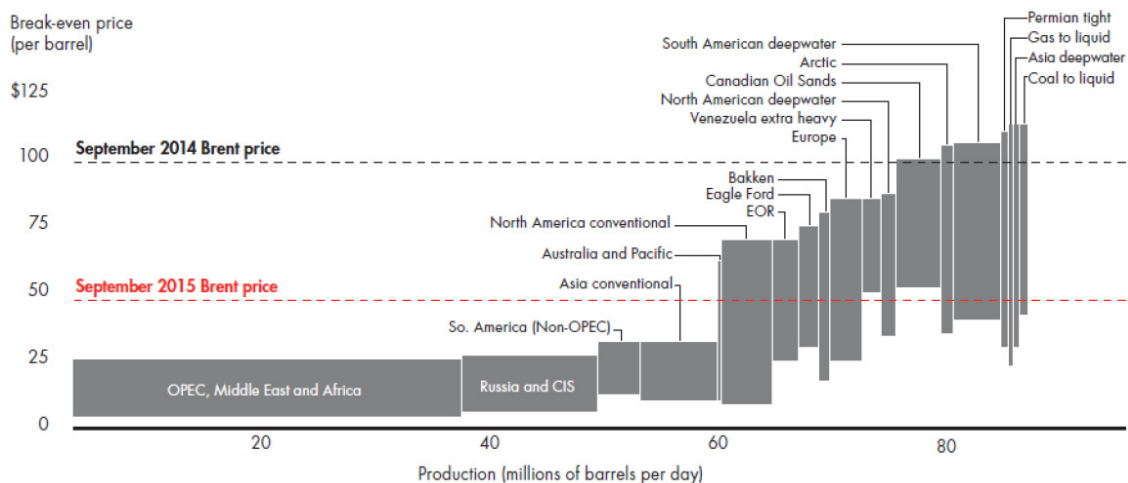


Gráfico 31: Curva global de oferta de produção de petróleo - Fonte: Graauw (2015).

Outro estudo apresentou uma estimativa de que, até 2025, haveria necessidade de uma produção adicional de petróleo equivalente a 20 MMbbl/d, volume que seria exigido para compensar o declínio da produção dos campos existentes e atender o crescimento da demanda. Uma análise efetuada sobre projetos de produção convencional com decisão final de investimento (*FID – Final Investment Decision*) e sobre projetos de produção não-convencional nos EUA, os quais, em conjunto, corresponderiam a uma produção adicional de 13 MMbbl/d, indicou que 70% da produção estimada nesses projetos (ou seja, 9 MMbbl/d) alcançaria viabilidade comercial com o preço do petróleo a US\$60/bbl (WHEN, 2016).

Esse resultado é apresentado no Gráfico 32, que indica o preço de equilíbrio também por áreas/tipos de recursos petrolíferos, agrupados segundo a respectiva localização da produção (águas profundas, águas rasas e *onshore*) e segundo a produção de *tight oil* dos EUA. Pode-se observar que há um conjunto de projetos que registram preços de equilíbrio médios inferiores a US\$60/bbl até ser atingida uma produção acumulada equivalente a 9 MMbbl/d. No caso, a viabilidade comercial dos projetos que se encontram além desse limite dependeria de preços de petróleo mais altos ou de iniciativas voltadas para a redução de custos. Os custos de produção em águas profundas no Brasil aparecem em uma faixa aproximada entre US\$30/bbl e US\$90/bbl, com preço de equilíbrio médio em torno de US\$50/bbl.

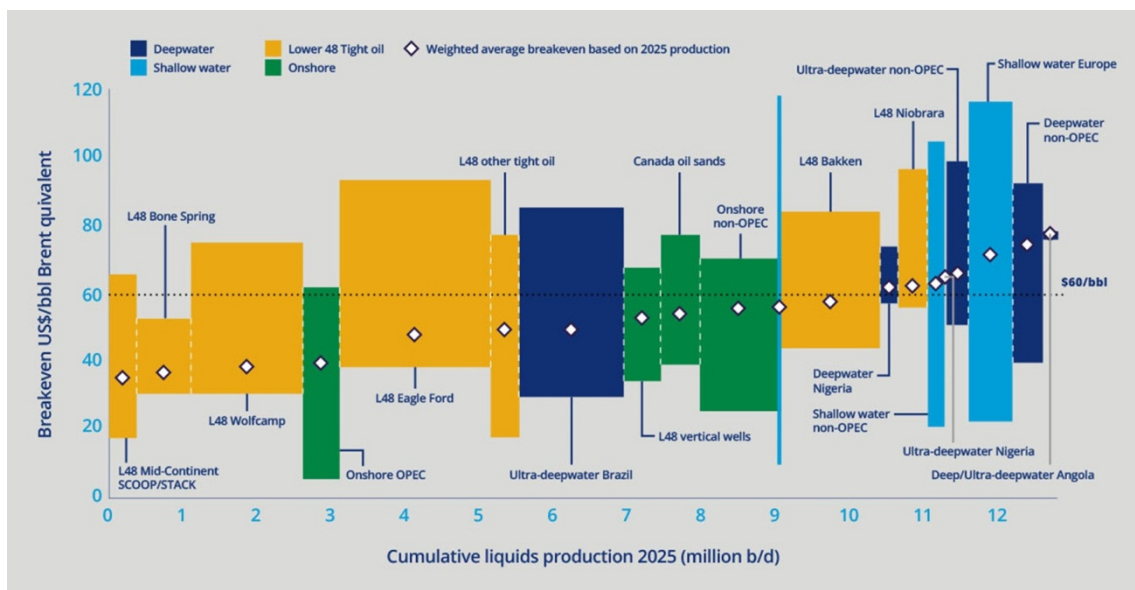


Gráfico 32: Produção cumulativa de petróleo projetada para 2025 (MMbbl/d) segundo o preço de equilíbrio (US\$/bbl) - Fonte: When (2016)

Há registro de alguns modelos que são utilizados para estimar os custos de exploração e produção de petróleo, no ambiente de águas profundas e ultraprofundas do Brasil, que consideram o volume de reservas, o dimensionamento da infraestrutura necessária para o desenvolvimento, o modelo de contratação etc..

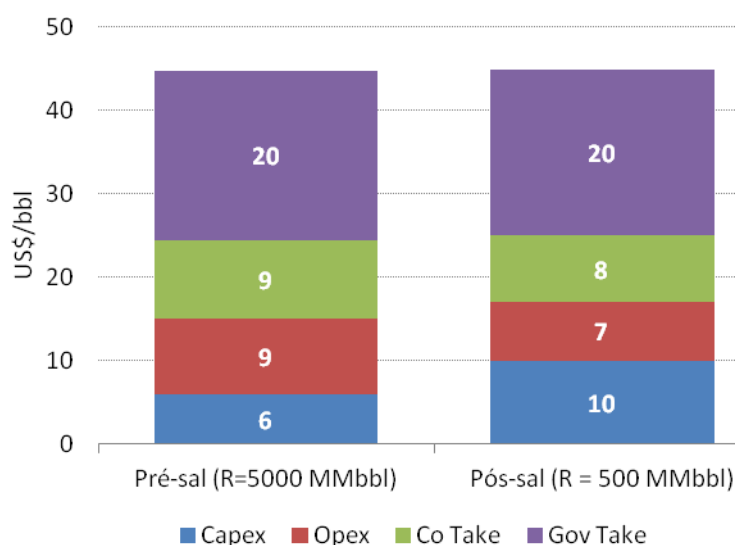
Um desses estudos, que utiliza o modelo “GEE-IBP-Upstream” (ALMEIDA, 2016b), realizou uma simulação para diferentes ambientes de produção, entre os quais um projeto para ambiente pré-sal, considerando uma reserva total de 5.000 MMbbl, compatível com o campo de Libra. Foram assumidas premissas relativas à quantidade de plataformas, segundo diferentes escalas produtivas; à quantidade de poços e equipamentos de *subsea* a eles associados; à proporção entre poços produtores e injetores; ao sistema de escoamento; às atividades de abandono etc., com os respectivos custos associados a cada um desses itens, obtidos junto às operadoras que atuam no Brasil. Assumiu-se também uma estimativa de gastos operacionais anuais e das receitas governamentais, segundo o modelo de contrato. Simulação semelhante foi realizada para outro projeto no ambiente pós-sal, com reservas de 500 MMbbl.

A título de exemplo, a Tabela 18 apresenta os custos totais de produção para o projeto no ambiente pré-sal, com reservas de 5.000 MMbbl. Pode-se verificar que, ao longo da vida do projeto, o investimento total (CAPEX) corresponderia a US\$41,7 bilhões e o custo operacional (OPEX) somaria US\$50 bilhões, com valores unitários de US\$8/bbl e US\$10/bbl, respectivamente.

Tabela 18: Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente pré-sal de 5 bilhões de barris – Dados de 2014 – Fonte: Almeida (2016b)

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

Considerou-se que o “preço mínimo de atratividade” deveria ser suficiente para cobrir os custos de capital e operacional e o pagamento das participações governamentais e, ainda, para garantir um retorno de 10% ao capital investido. Na simulação que já considerava a tendência de redução de custos dos bens e serviços, em função do ajuste da indústria ao quadro de redução dos preços do petróleo⁸¹, obteve-se como resultado um preço de equilíbrio de US\$45/bbl para os dois projetos, conforme indicado no Gráfico 33.



Obs.: Gov Take - arrecadação governamental; Co Take - parcela do concessionário; Opex - gastos operacionais; e Capex - gastos de capital.

Gráfico 33: Preço de viabilidade de projetos de E&P – Fonte: Almeida (2016b)

Outro estudo desenvolveu um modelo de simulação da produção aplicado a um conjunto de campos inseridos no polígono do pré-sal e com reservatórios na camada geológica pré-sal, adotando como referência para a análise o campo de Libra.

⁸¹ O estudo apresenta duas simulações para cada tipo de projeto, uma com “Dados de 2014” e outra considerando uma redução do Capex e do Opex em 25% e 13%, respectivamente. No caso, os valores da Tabela 18, para o projeto no ambiente pré-sal, refletem os “Dados de 2014”, enquanto os valores registrados no Gráfico 33 refletem a segunda simulação, para os dois projetos, com custos mais reduzidos, que refletiriam o novo patamar da indústria, em 2016, ano em que o estudo foi elaborado.

Considerando-se uma estimativa de investimentos, de custos operacionais e de receitas governamentais, calcularam-se os preços de equilíbrio para cada um dos campos, segundo diferentes modelos de contratação (RODRIGUES, 2016). As simulações foram realizadas para dois cenários, um que considerava as estimativas de investimento para a alocação de nova infraestrutura e, outro, que considerava a situação de reaproveitamento de infraestrutura.

Na obtenção do preço de equilíbrio médio por bacia (Bacia de Santos e Bacia de Campos), foram gerados dois valores distintos, um para todos os campos analisados e, outro, considerando apenas os campos com reservas superiores a 1.000 MMbbl, registrando-se valores menores neste último caso, conforme apresentado na Tabela 19 e no Gráfico 34, que indicam os preços de equilíbrio médios para os campos localizados na Bacia de Santos⁸². Pode-se observar, no cenário de investimento em nova infraestrutura, que o preço de equilíbrio médio para campos com reservas superiores a 1.000 MMbbl equivale a US\$48/bbl, valor próximo ao apresentado no estudo anterior.

Tabela 19: Preço de equilíbrio médio para campos localizados no polígono do pré-sal e com reservatórios na camada geológica pré-sal - Bacia de Santos – Fonte: Rodrigues (2016)

Campo	Regime	Reserva (MM boe)	Cenário 1 Nova infraestrutura	Cenário 2 Reaproveitamento de infraestrutura
Atapu; N, S Berbigão; N, S Sururu	CES+PAR	3.850	43,45	34,47
Berbigão; Sururu; O Atapu	CON	1.000	57,02	42,88
Búzios	CES+PAR	11.306	42,81	34,23
Carcará	CON	5.000	48,53	38,02
Itapu	CES+PAR	867	44,84	33,46
Entorno de Júpiter	CON	335	79,55	58,81
Lapa	CON	459	60,98	45,08
Libra	PAR	10.000	52,50	43,64
Lula/Cernambi	CON	8.300	47,97	37,93
Pau-Brasil	PAR	2.500	48,33	39,01
Peroba	PAR	364	56,97	43,98
Sapinhoá	CON	2.100	48,19	37,68
Sépia	CES+PAR	1.028	43,59	33,13
Sépia Leste	CON	130	140,04	91,26
Sul de Lula	CES	128	89,87	60,36
Sul de Sapinhoá	CES	319	54,27	40,80
Uruguá	CON	467	60,48	44,63
Preço de equilíbrio médio			59,96	44,67
Preço de equilíbrio médio (Reserva > 1.000 MMbbl)			48,04	37,89

Obs.: COM – Concessão; CES – Cessão Onerosa; PAR - Partilha

⁸² O estudo simula os preços de equilíbrio por campo e, separadamente, para cada modelo regulatório. Os preços de equilíbrio médios apresentados na Tabela 19, em cada campo/cenário, são aqueles correspondentes ao modelo regulatório a que o campo está submetido.

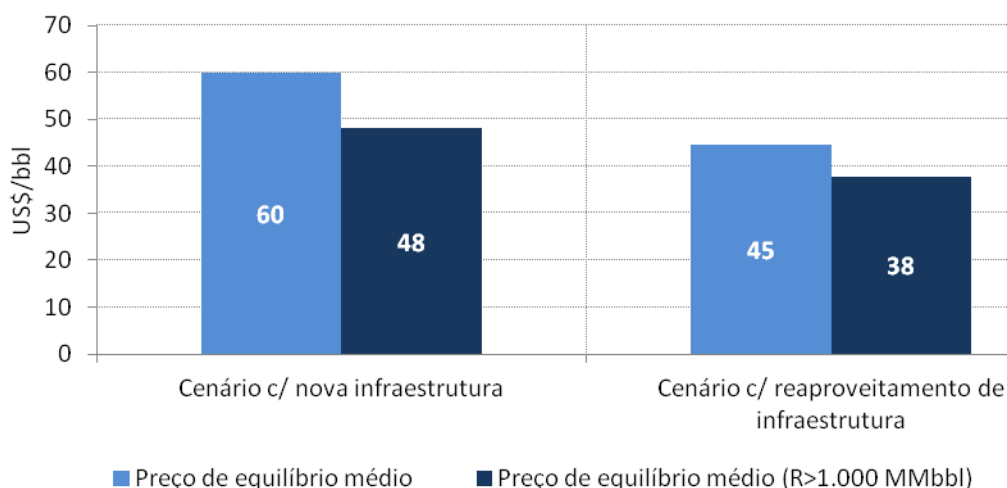


Gráfico 34: Preço de equilíbrio médio para campos localizados no polígono do pré-sal e com reservatórios na camada geológica pré-sal - Bacia de Santos – Fonte: Rodrigues (2016)

Na simulação realizada para os campos localizados na Bacia de Campos (também com reservatórios na camada pré-sal), foram obtidos preços de equilíbrio mais elevados comparativamente aos valores obtidos para os campos localizados na Bacia de Santos, o que decorre do maior tamanho das reservas e da maior produtividade dos poços dos campos da Bacia de Santos.

Diante das frequentes especulações relativas à “inviabilidade econômica” da produção de petróleo no pré-sal, que acompanhou o “debate” sobre o pré-sal desde as primeiras descobertas de reservas, no início de 2015, em plena conjuntura de queda dos preços mundiais de petróleo, a Petrobras anunciou que o preço de equilíbrio considerado nos projetos de produção do pré-sal situava-se em torno de US\$45/bbl, “incluía a tributação e sem considerar os gastos com infraestrutura de escoamento de gás”, concluindo que o atendimento a este último requisito poderia aumentar o preço de equilíbrio entre US\$5/bbl e US\$7/bbl. Na mesma ocasião, a empresa ponderava que o nível do preço de equilíbrio por ela estimado levava em consideração uma vazão na produção dos poços entre 15 e 20 Mbbl/d, enquanto que em alguns poços da Bacia de Santos alcançava-se uma vazão superior a 30 Mbbl/d, fator que alterava a avaliação econômica dos projetos, com possíveis reduções do valor anunciado do preço de equilíbrio. Outro fator de impacto na redução deste valor seria a tendência de redução de custos da indústria fornecedora de bens e serviços que, historicamente, estavam correlacionados aos preços do petróleo no mercado internacional (PETROBRAS, 2015c).

De uma forma geral, esses números mostram consistência quando confrontados com os estudos relativos ao cenário da indústria mundial - considerando as diferentes áreas e tipos de recursos petrolíferos - ou com os estudos voltados para a simulação do preço de equilíbrio para a produção de petróleo no ambiente de águas profundas e ultraprofundas no Brasil. Como antes mencionado, a Petrobras havia obtido sucesso na redução dos custos dos investimentos principalmente mediante a redução dos custos de perfuração e, considerando a alta produtividade dos poços do pré-sal, a redução da quantidade de poços em relação ao estimado inicialmente nos projetos implantados, o que implica na redução do valor total dos investimentos associados ao desenvolvimento de cada campo e, conseqüentemente, na redução do preço de equilíbrio dos projetos.

Outras informações mais recentes contribuem para parametrizar o tema do preço de equilíbrio na produção do pré-sal. Em comunicado ao mercado, a Petrobras (2017I) divulgou ter obtido uma redução de US\$13/bbl no preço de equilíbrio no projeto do Campo de Libra, anunciando, também, o objetivo de alcançar o preço de equilíbrio de US\$35/bbl:

As ações mapeadas pelo Consórcio de Libra para a redução do preço de equilíbrio estão concentradas na otimização de custos e no aumento no fator de recuperação das jazidas do bloco. Essas ações integram o projeto “Libra@35”, que busca alcançar o preço de equilíbrio de US\$ 35/bbl. (PETROBRAS, 2017I)

Entre as ações que levaram à referida redução foram listadas a redução do tempo na fase de avaliação, com melhora nos processos de aquisição durante a fase de exploração; a concepção de um projeto simplificado de completação inteligente, com uma técnica de acompanhamento de desempenho de poços controlados remotamente; o uso da tecnologia *WAG loop* (*WAG – Water Alternating Gas*), que permite a conexão de dois poços injetores de água/gás em um *loop*, com redução do uso de linhas flexíveis (PETROBRAS, 2017I).

Em que pese os diversos estudos sobre os custos incorridos na exploração e produção de petróleo e gás natural, não se pode falar, propriamente, da existência de qualquer debate sério sobre a viabilidade econômica da produção de petróleo no pré-sal brasileiro, na medida em que, como regra geral, as “avaliações definitivas” veiculadas sobre esse tema, nos últimos dez anos, não foram acompanhadas das premissas e dos parâmetros que as fundamentariam. Firmou-se, apenas, uma visão genérica de que a produção no pré-sal seria “inviável”, defendida por segmentos da sociedade que, na verdade, questionavam o modelo de produção de petróleo do País e, em especial, o

papel de destaque que a Petrobras sempre ocupou nessa indústria. Como artifício utilizado para robustecer essa avaliação, o impacto da queda dos preços mundiais do petróleo a partir de julho de 2014 foi abordado, de forma recorrente, como um problema que diria respeito em especial, ou exclusivamente, à indústria do petróleo no Brasil e à Petrobras. Curiosamente, a avaliação negativa sobre o pré-sal começou a ser alterada simultaneamente ao novo processo de “abertura do mercado”, pois não haveria como justificar o crescente interesse das grandes empresas internacionais em atuar no mercado brasileiro no caso em que a produção no pré-sal não fosse rentável. Ocorre que, embora revele um caráter circunstancial, a confirmação dessa “nova avaliação” sobre a viabilidade da produção no pré-sal coloca em xeque os reais interesses que justificam a venda de diversos campos de petróleo localizados no polígono do pré-sal para as grandes empresas internacionais, medida incluída na “política de desinvestimentos e parcerias” que vem sendo implementada pela diretoria da Petrobras, tema que será abordado no Capítulo 4.

3.2 Análise sobre o desempenho financeiro e a capacidade de financiamento

3.2.1 *Endividamento de curto e longo prazo / Endividamento líquido e total*

Entre 2006 e 2016, acompanhando o expressivo crescimento no nível de investimentos, houve registro, também, de um forte crescimento do nível de endividamento da Petrobras.

O crescimento da dívida da empresa nos níveis registrados decorre, por um lado, da estratégia então adotada de promover uma forte expansão das atividades de exploração e produção, procurando tirar partido da conjuntura de preços mundiais elevados do petróleo e, ao mesmo, monetizar as reservas descobertas no pré-sal em um prazo reduzido. A expectativa, então, era de que esse objetivo, se realizado, representaria uma consolidação da posição da empresa como um dos *players* da indústria mundial de petróleo.

Por outro lado, pesaram as limitações estruturais para que a empresa conseguisse sustentar esse nível de investimentos com recursos próprios, que foram agravadas por fatores que impactaram negativamente a geração de caixa, obrigando que a empresa recorresse, em ritmo crescente, ao financiamento com recursos de terceiros.

A Tabela 20 e o Gráfico 35 apresentam o nível de endividamento da empresa entre 2006 e 2016, com a especificação das parcelas referentes ao endividamento de curto prazo e ao endividamento de longo prazo. Pode-se perceber que houve um crescimento acentuado do nível de endividamento, que se manteve estável entre 2006 e 2007, experimentou um crescimento relevante, em torno de 25%, entre 2007 e 2008, seguido de uma forte inflexão positiva entre 2008 e 2009, quando o valor da dívida mais do que dobrou, alcançando uma taxa de 112% em um só ano. Entre 2009 e 2014, observa-se uma taxa de crescimento mais ou menos constante, com uma média anual de 17,9%, e um crescimento total, no período, equivalente a 128%. A inflexão negativa verificada entre 2014 e 2016 reflete a forte redução do nível de investimentos (que passou de US\$ 49 bilhões, em 2013, para: US\$ 37 bilhões, em 2014; US\$ 23 bilhões, em 2015; e US\$ 16 bilhões, em 2016) além da redução do valor da dívida em função de alguns resultados obtidos com a venda de ativos (política de desinvestimento).

A relação entre a dívida de curto prazo e a dívida total mostra um quadro relativamente favorável, registrando uma redução do peso relativo da dívida de curto prazo de 27%, em 2006, para 8%, em 2016, o que indica que a empresa possui uma margem para honrar seus compromissos financeiros de curto prazo e para reduzir o nível de endividamento no médio/longo prazo, a depender de que venha a obter um incremento de suas receitas como resultado dos investimentos realizados ou de que tenha acesso a novos financiamentos que permitissem um alongamento do perfil da dívida. Nas informações divulgadas para seus acionistas a avaliação apresentada é de que a empresa mantém um “*perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos. Atualmente, o prazo médio de amortização encontra-se em torno de sete anos*” (PETROBRAS, 2017n).

Tabela 20. Perfil do Endividamento: Curto e Longo Prazo – Petrobras (US\$ Bilhões)
Fonte: Petrobras (2017i)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dívida Curto Prazo	5,8	4,7	6,0	8,7	9,1	10,1	7,5	8,0	11,9	14,7	9,8
Dívida Longo Prazo	15,5	17,2	21,4	49,2	60,5	72,8	88,6	106,3	120,3	111,5	108,6
Dívida Total	21,3	21,9	27,4	57,9	69,6	82,9	96,1	114,3	132,2	126,2	118,4
Dív. C. Prazo/Dív. Total %	27%	21%	22%	15%	13%	12%	8%	7%	9%	12%	8%

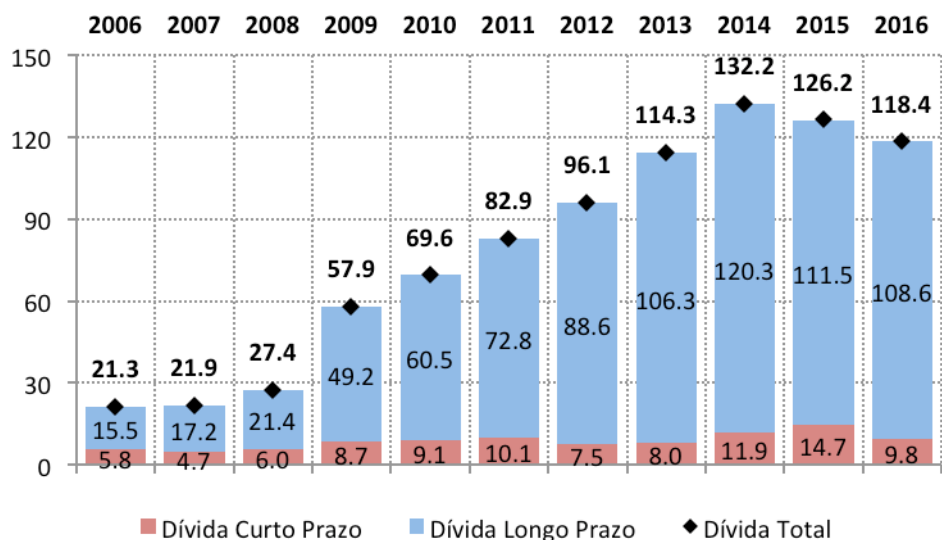


Gráfico 35. Perfil do Endividamento: Curto e Longo Prazo – Petrobras (US\$ Bilhões)

Os valores da dívida total e da dívida líquida entre 2006 e 2016 são apresentados na Tabela 21 e no Gráfico 36. A dívida total, conforme já comentado, representa a soma do endividamento de curto e de longo prazo. A dívida líquida corresponde à dívida total descontada das disponibilidades, que abrangem o caixa e equivalente de caixa e os títulos públicos federais e *time deposits*⁸³ com vencimento superior a três meses.

Em 2016, a dívida total da Petrobras somou US\$ 118 bilhões, um aumento de quase seis vezes em relação ao valor de US\$ 21 bilhões, apurado em 2006, o que representa uma taxa de crescimento anual equivalente a 18,7%. A dívida líquida, por sua vez, registrou um aumento ainda mais significativo, passando de US\$ 8,7 bilhões, em 2006, para US\$ 96 bilhões, em 2016, o que representa um crescimento de mais de dez vezes, com uma taxa anual equivalente a 27,3%.

Tabela 21 Perfil do Endividamento: Total e Líquido – Petrobras (US\$ Bilhões)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dívida Total	21,3	21,9	27,4	57,9	69,6	82,9	96,1	114,3	132,2	126,2	118,4
Dívida Líquida	8,7	14,9	20,9	41,7	36,6	54,9	72,3	94,6	106,2	100,4	96,4
Dív.Líqu./Dív.Total %	41%	68%	76%	72%	53%	66%	75%	83%	80%	80%	81%
Disponibilidade Ajustada	12,7	7,0	6,5	16,2	33,0	28,0	23,7	19,7	26,0	25,8	22,0

⁸³ “Depósitos interbancários no mercado internacional. Tem prazo fixo e são inegociáveis até o vencimento”. (Banco Central do Brasil, www.bcb.gov.br, acesso em 15/4/2017)

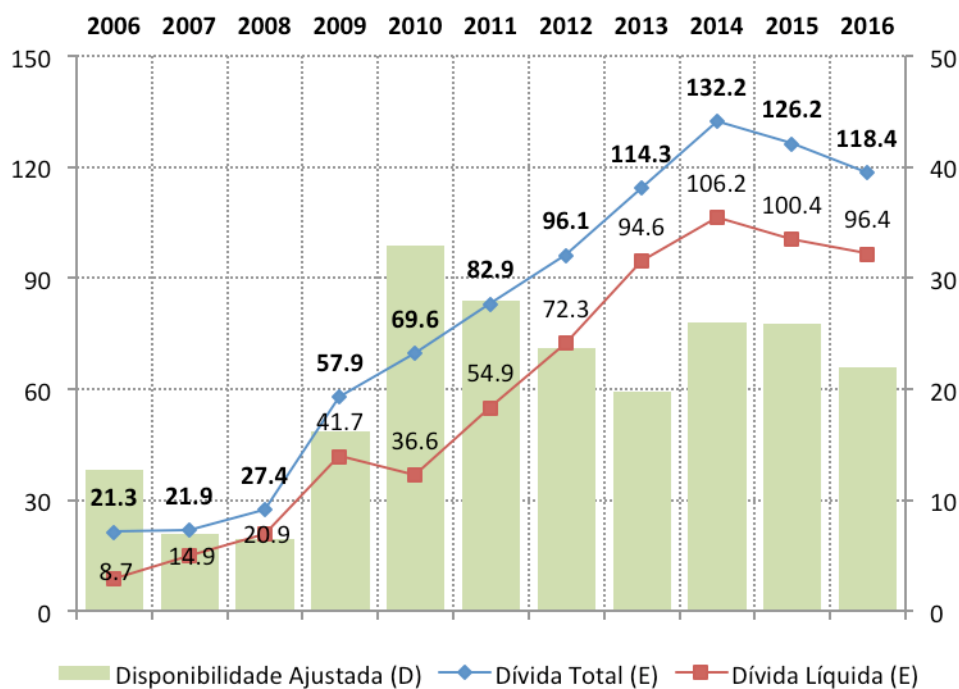


Gráfico 36. Perfil do Endividamento: Total e Líquido – Petrobras (US\$ Bilhões)

A relação dívida líquida/dívida total apresentou um crescimento contínuo desde 2006, quando era de 41%, até alcançar a faixa de 80% entre 2013 e 2016, o que representa uma disponibilidade mais reduzida de recursos em caixa, em termos relativos, para fins de abatimento da dívida total. Ou, dito de outra forma, observou-se um aumento da disponibilidade de caixa da empresa no período, mas este não ocorreu na mesma proporção do aumento da sua dívida total, o que é um indicador de que a empresa tornou-se mais dependente de recursos de terceiros para o financiamento da expansão de suas atividades. Isso pode ser verificado no Gráfico 36: a disponibilidade de caixa apresentou valores mais elevados em 2010 e 2011 – R\$ 33 bilhões e R\$ 28 bilhões, respectivamente – com registro de valores próximos ou superiores a R\$ 20 bilhões, entre 2012 e 2016, mais elevados, portanto, do que aqueles registrados entre 2006 e 2009, porém, ainda assim, insuficientes para atenuar o ritmo mais acentuado de crescimento da dívida líquida.

3.2.2 O impacto da taxa de câmbio sobre o endividamento

Um aspecto relevante na análise do processo de endividamento da Petrobras relaciona-se ao fato de a maior parte da dívida da empresa ser denominada em moeda estrangeira, com predominância do dólar, o que é um reflexo da localização geográfica

do centro de gravidade da economia mundial e do capital financeiro nos chamados “países avançados” do capitalismo, sem prejuízo de que estes se utilizem, também, de “postos avançados” situados em “paraísos fiscais”. A distribuição percentual do valor da dívida da Petrobras, denominada por moeda, é apresentada na Tabela 22 e no Gráfico 37.

Tabela 22. Endividamento denominado por moeda – Petrobras (%)

Moeda	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dólares US	78,1	73,2	66,5	75,9	72,5	70,1	70,8	71,6	71,9	74,1	72
Euro	1,1	0,3	0,3	0,1	0,0	3,0	5,5	5,6	7,4	6,9	5,6
GBP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	2,0	1,6	2,1	2,1	1,8
Yen	2,9	2,7	7,1	2,2	2,2	1,9	1,4	1,2	0,8	0,6	0,1
Reais	17,9	23,8	26,2	21,9	25,3	23,7	20,3	20,0	17,8	16,3	20,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100

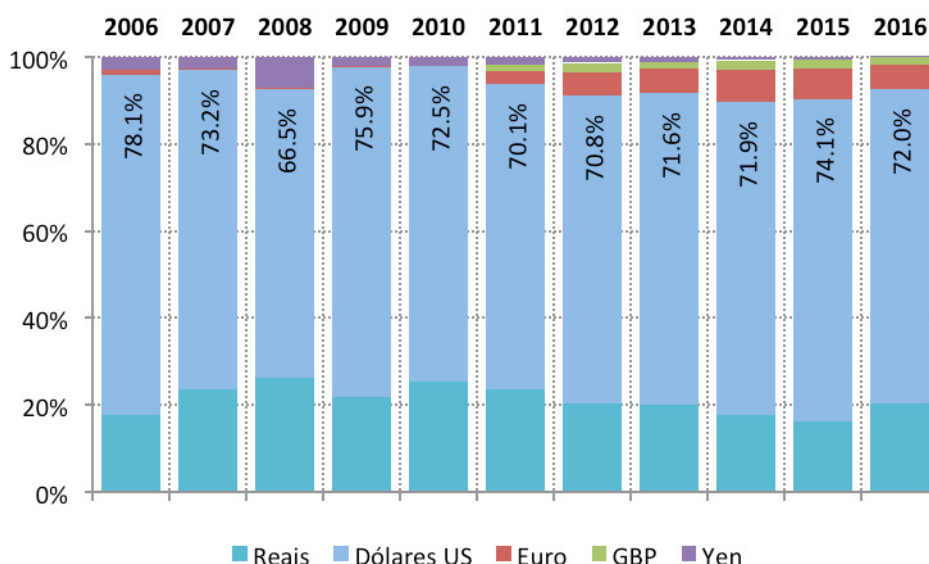


Gráfico 37. Endividamento denominado por moeda – Petrobras (%)

O peso relativo da dívida em moeda estrangeira em relação à dívida total apresenta uma média próxima a 80%, com presença predominante do dólar, o que constitui um indicador de fragilidade da empresa, pois esta fica exposta aos efeitos da desvalorização do real ante o dólar, que tem como consequência imediata o aumento do valor da dívida em reais proporcionalmente ao nível de desvalorização que seja apurado.

A cotação média do Dólar, no mês de dezembro de cada ano, expressa em Reais, assim como a variação percentual em relação à cotação apurada no mês de dezembro do

ano anterior⁸⁴, está demonstrada no Gráfico 38. Pode-se verificar que depois de um período, entre 2006 e 2010, em que essa relação mostrou-se favorável ao Real (à exceção do ano de 2008), a partir de 2011 ocorreu uma desvalorização progressiva do Real, que chegou a alcançar um índice de mais de 46,6% em 2015, ano que marcou o clímax da crise da Petrobras.

Tabela 23. Cotação média em dezembro do Dólar em relação ao Real / Variação %
Fonte: elaboração própria; dados Petrobras (2007a-2017a).

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cotação média dez (R\$)	2,15	1,79	2,39	1,75	1,69	1,84	2,08	2,35	2,64	3,87	3,35
Variação % (ano anterior)	-6,1%	-16,7%	33,5%	-26,8%	-3,4%	8,9%	13,0%	13,0%	12,3%	46,6%	-13,4%

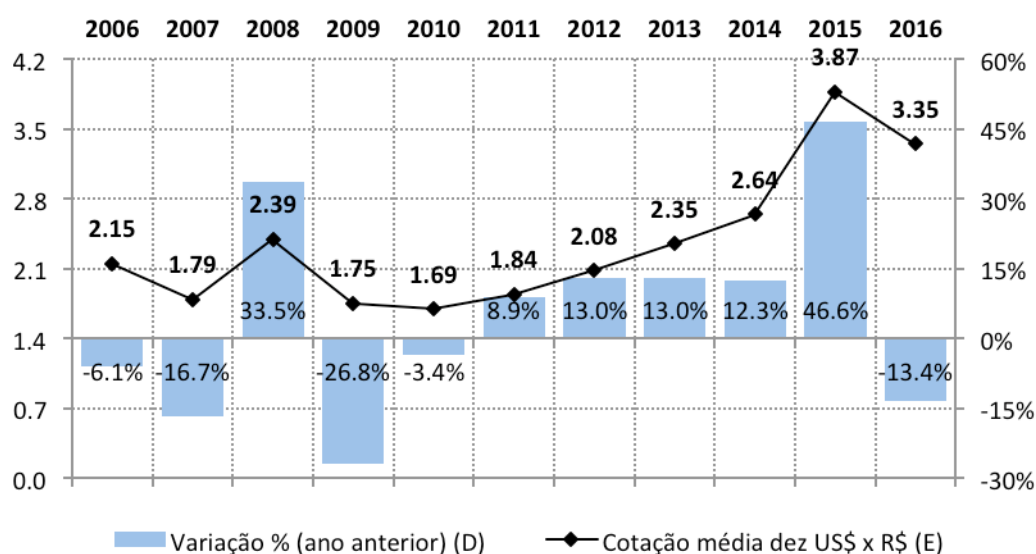


Gráfico 38. Cotação média em dezembro do Dólar em relação ao Real / Variação %

Os valores da dívida total e da dívida líquida da Petrobras, convertidas para reais, apresentados na Tabela 23, permitem avaliar de que forma essa predominância do endividamento em moeda estrangeira e o efeito da desvalorização do Real ante o Dólar impactam os indicadores financeiros da empresa. Com pequenas variações percentuais, o crescimento da dívida total e da dívida líquida entre 2006 e 2016, expressa em reais, foi da ordem de, respectivamente, oito vezes e dezesseis vezes, superior, portanto, àquele verificado quando se considera o valor da dívida denominada em dólar, pelos

⁸⁴ A Petrobras adota como moeda de apresentação de suas demonstrações financeiras o dólar norte-americano, convertendo-a para real. No caso, considerou-se a referência da cotação média para o mês de dezembro de cada ano por esta refletir a conversão dos valores relativos à dívida e à disponibilidade ajustada, conforme divulgado nos relatórios anuais da empresa. No entanto, esse critério, por se fixar em um mês, pode gerar algumas distorções, pois quando se efetua uma comparação entre a cotação média para o mês de dezembro e a cotação média anual são identificadas diferenças significativas em alguns anos. Em 2008 e 2015, por exemplo, o valor da cotação média em dezembro foi superior ao valor da cotação média anual em 30,6% e 16,2%, respectivamente.

motivos já descritos, isso já considerando a redução registrada entre 2015 e 2016, que foi da ordem 20%.

Tabela 24. Perfil do Endividamento: Líquido e Total (em R\$ Bilhões)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dívida Total (E)	46,6	39,7	64,7	102,5	117,9	155,6	196,3	267,8	351,0	492,8	385,8
Dívida Líquida (E)	18,8	26,7	48,8	71,9	61,0	103,0	147,8	221,6	282,1	392,0	314,1
Disponibilidade Ajustada (D)	27,8	13,1	15,9	30,6	56,9	52,5	48,5	46,3	68,9	100,9	71,7

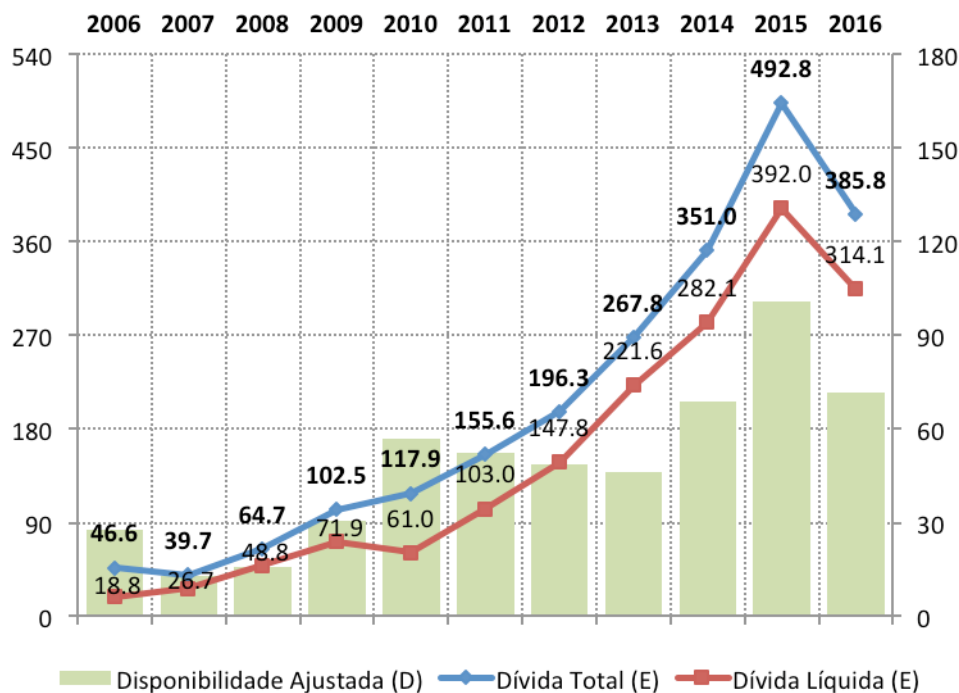


Gráfico 39. Perfil do Endividamento: Total e Líquido – Petrobras (R\$ Bilhões)

O impacto da taxa de câmbio sobre o endividamento pode ser mais bem avaliado quando se compara a forma como evoluiu a dívida total e dívida líquida da Petrobras, em Dólares e Reais, conforme apresentado nos Gráfico 40 e 41.

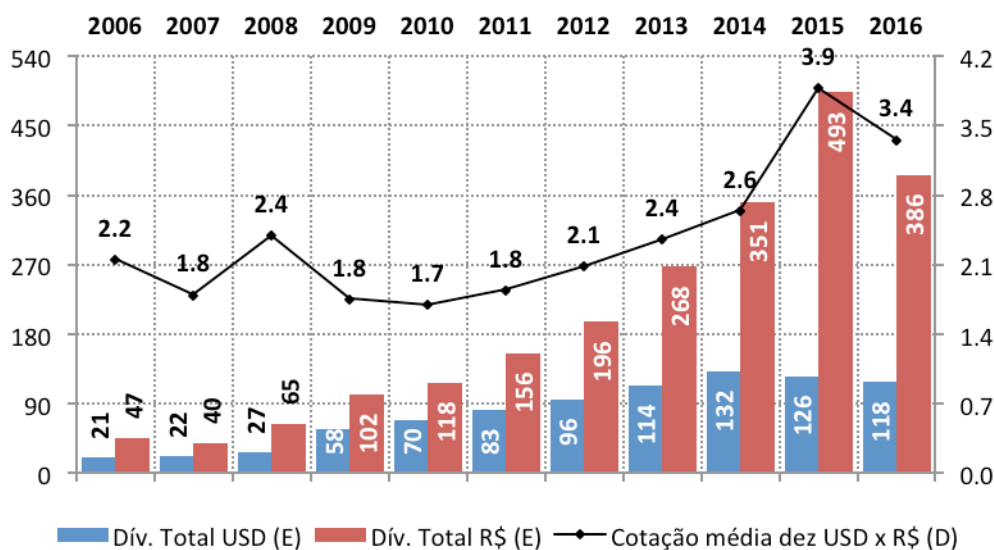


Gráfico 40. Dívida Total em US\$ Bilhões e R\$ Bilhões - Petrobras

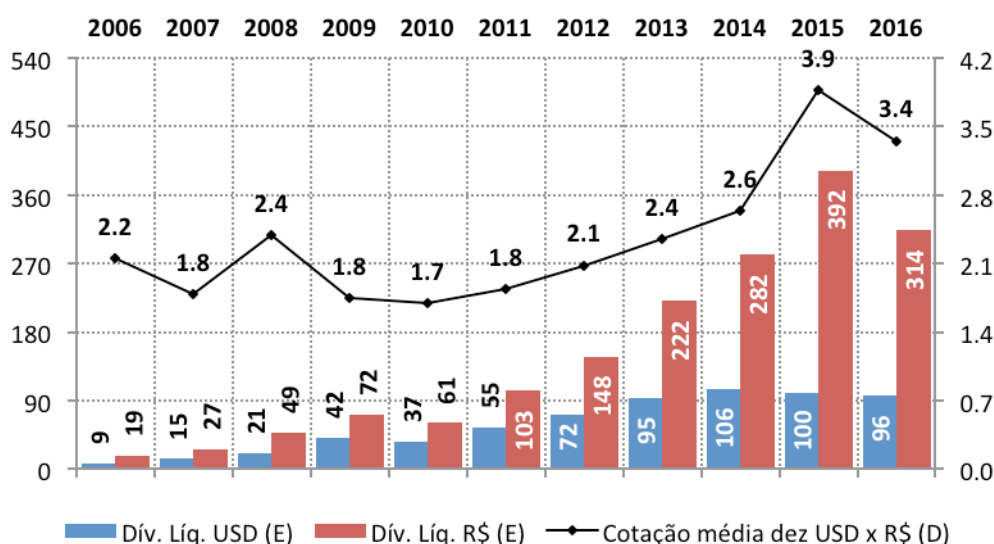


Gráfico 41. Dívida Líquida em US\$ Bilhões e R\$ Bilhões - Petrobras

Pode-se observar, nos dois gráficos, que a curva da variação cambial apresenta uma correlação com a curva do aumento do endividamento em real, mas se pode constatar, também, que esta última apresenta uma inclinação mais acentuada, na medida em que reflete, adicionalmente, o aumento do valor nominal da dívida, que se soma ao valor crescente dos encargos financeiros. Pode-se notar, também, que, entre 2014 e 2015, há registro de uma redução do valor da dívida em dólar, mas, ainda assim, devido ao efeito da forte desvalorização do real, equivalente a 46,6%, houve um crescimento do valor da dívida em reais.

No relatório consolidado apresentado à CVM e à SEC, a Petrobras discorre sobre o impacto da variação cambial nos resultados de suas operações e no nível do seu endividamento, em reais, nos termos seguintes:

As flutuações na taxa de câmbio tem múltiplos efeitos em nossos resultados operacionais em reais. O ritmo relativo no qual nossas receitas e despesas em reais aumentam ou diminuem com a taxa de câmbio, e seu impacto sobre nossas margens, é afetado por nossa **política de preços** no Brasil. As alterações ausentes nos preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se valoriza frente ao dólar norte-americano e nós não ajustamos nossos preços no Brasil, em geral, melhoram as nossas margens. As alterações ausentes nos preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se desvaloriza frente ao dólar norte-americano e nós não ajustamos nossos preços no Brasil, geralmente diminuem nossas margens operacionais.

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano também aumenta a nossa **dívida em reais**, à medida que [a] quantidade de reais necessários para pagar o principal e juros sobre a dívida em moeda estrangeira aumenta com a desvalorização do real. A desvalorização do real também aumenta nossos **custos de importação de petróleo e derivados de petróleo, a importação de bens e serviços necessários para as nossas operações e nossos impostos de produção**. A menos que a desvalorização do real seja compensada por aumentos nos preços de nossos produtos vendidos no Brasil, uma desvalorização aumenta a nossa dívida em relação ao nosso fluxo de caixa e ao mesmo tempo reduz nossas margens operacionais. (grifos nossos) (PETROBRAS, 2016a)

Em resumo, como a maior parte das operações da empresa é realizada no País e as suas receitas, em sua quase totalidade, são geradas em reais, a desvalorização do real ante o dólar implica que a empresa tenha que gerar uma receita maior e contar com uma margem maior, em reais, apenas para que possa fazer frente aos compromissos financeiros assumidos com seus credores. E isso sem que tenha havido qualquer alteração em seu desempenho operacional. Pelo contrário, de uma forma geral, os indicadores operacionais são positivos, apontando um crescimento da empresa em todas as áreas de negócios, durante o período considerado, no qual estão incluídos os anos recentes, que ficaram marcados por um processo de crise, tema que será objeto de análise mais detalhada no Capítulo 4.

3.2.3 Os indicadores de alavancagem financeira

Os investidores e demais agentes do mercado financeiro monitoram a capacidade de endividamento das empresas por meio de indicadores de “gerenciamento de risco”, entre os quais se incluem a “alavancagem líquida”, que mede a relação entre endividamento líquido e patrimônio líquido, e o índice de “dívida líquida/EBITDA

ajustado⁸⁵”, que relaciona a geração de caixa de uma empresa e sua capacidade de honrar os compromissos contratados.

Segundo os parâmetros expressos por esses índices adotados pelo mercado, uma “alavancagem líquida” superior a 35% ou uma relação “dívida líquida/EBITDA ajustado” superior a 2,5⁸⁶ são indicadores da existência de um desequilíbrio entre a geração de receitas e os compromissos financeiros assumidos por uma empresa. O atendimento a esses limites configura-se como um dos critérios utilizados pelas agências de análise de risco para determinar a classificação de uma empresa como “grau de investimento”. Assim, uma empresa que alcance essa classificação teria, em tese, maior possibilidade de ter acesso mais facilitado a financiamentos, com taxas de juros mais reduzidas e prazos para pagamento mais longos.

Conforme registrado na Tabela 25 e Gráfico 42 e na Tabela 26 e Gráfico 43, no final de 2015, os índices de “alavancagem líquida” e de “dívida líquida/EBITDA” alcançaram, respectivamente, 60% e 5,31, depois reduzindo-se para 55% e 3,54, em 2016. Segundo os critérios antes descritos, esses índices revelariam uma dificuldade da Petrobras em honrar seus compromissos financeiros e sustentar o nível de investimentos previsto no seu planejamento.

Tabela 25. Alavancagem Líquida: Dívida Líquida e Capitalização Líquida (R\$ Bilhão); Dív. Líq./Capit. Líquida (%). Fonte: elab. própria, com dados da Petrobras (2017h)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dívida Líquida	19	27	49	72	61	103	148	222	282	392	314
Capitalização Líquida	116	141	187	240	399	452	514	571	593	650	567
Dív. Líq./Capit. Líq.	16%	19%	26%	30%	15%	23%	29%	39%	48%	60%	55%

⁸⁵ EBITDA é a sigla de “*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*”. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (“*impairment*”).

⁸⁶ Um índice igual a 2,5 expressa que a empresa precisaria de 2,5 anos para levantar os recursos necessários ao pagamento de suas dívidas caso o volume de geração de caixa e o seu nível endividamento permanecessem inalterados durante esse período.

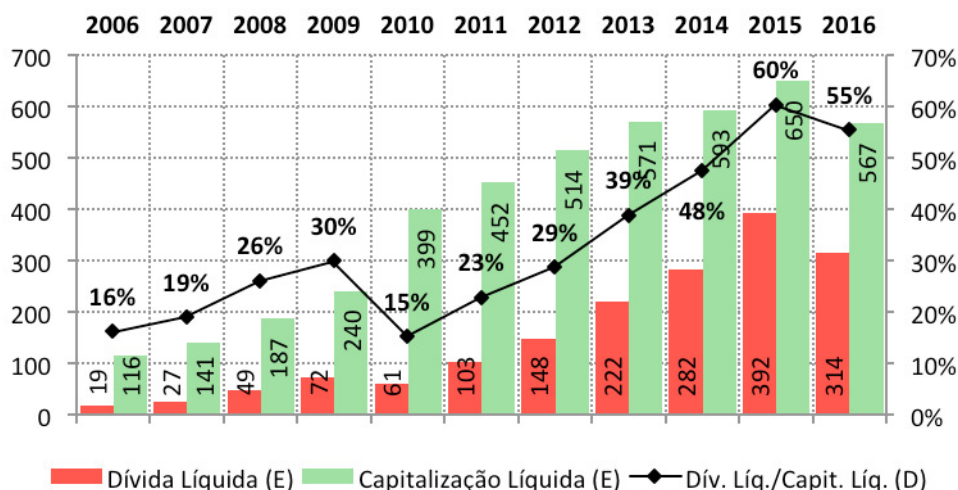


Gráfico 42. Alavancagem Líquida: Dívida Líquida e Capitalização Líquida (R\$ Bilhão); Dív. Líq./Capit. Líq. (%)

Tabela 26. Alavancagem Financeira: Dívida Líquida e EBITDA ajustado (R\$ Bilhão); Dív. Líq./EBITDA ajustado. Fonte: elab. própria, com dados da Petrobras (2017h)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dívida Líquida	19	27	49	72	61	103	148	222	282	392	314
EBITDA ajustado	51	50	57	60	60	62	53	63	59	74	89
Dív. Líq./EBITDA ajust.	0,37	0,53	0,85	1,20	1,01	1,66	2,77	3,52	4,77	5,31	3,54

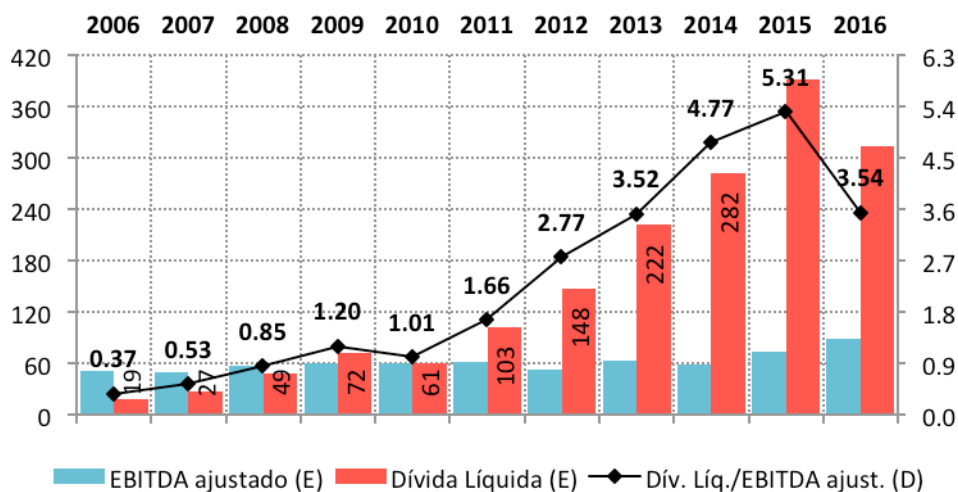


Gráfico 43. Alavancagem Financeira: Dívida Líquida e EBITDA ajustado (R\$ Bilhão); Dív. Líq./EBITDA ajust.

A trajetória desses índices demonstra que a empresa encontrava-se em uma situação relativamente confortável, pelo menos, até o final de 2012, a partir de quando esses índices ultrapassaram os limites que expressariam uma situação de relativo equilíbrio nos seus indicadores financeiros.

Antes disso, entre 2009 e 2010, já se registrava uma tendência de deterioração do índice de “alavancagem líquida”, que alcançou 34% no segundo trimestre de 2010. Essa deterioração está relacionada ao crescimento significativo do nível de endividamento, que registra um salto de US\$ 27,4 bilhões, no final de 2008, para US\$ 64,7 bilhões, no segundo trimestre de 2010, apresentando um nível elevado de endividamento líquido, que alcançou US\$ 51,8 bilhões⁸⁷.

Mas, com o processo de capitalização (ver Seção 2.5.2), a empresa efetuou uma captação de recursos no valor total de R\$ 120,2 bilhões, que foram utilizados para o pagamento dos direitos do contrato de cessão onerosa e contribuíram, também, para produzir um aumento substancial do patrimônio líquido e para reduzir o valor da dívida líquida, em termos absolutos (passando de R\$ 71,8 bilhões, em 2009, para R\$ 61,0 bilhões, em 2010), o que se deveu à maior disponibilidade de recursos no caixa da empresa. Com isso, os resultados apurados no final de 2010, registraram índices reduzidos de “alavancagem líquida” e de “dívida líquida/EBITDA”, de 16% e 0,94, respectivamente.

No entanto, desde o início de 2011, esses índices apresentaram um crescimento contínuo, até se aproximarem e ultrapassarem os limites de 35% e 2,5 entre o final de 2012 e meados de 2013, a partir de quando o impacto positivo da capitalização vai, aos poucos, perdendo o seu efeito inicial. A elevação dos índices de alavancagem acompanhou o quadro de relativa estabilidade das receitas de forma simultânea ao aumento do nível de endividamento. O problema do endividamento da Petrobras, que está relacionado ao nível elevado de investimento, que demandou a captação de novos empréstimos, foi agravado pela combinação de múltiplos fatores, tendo sofrido uma forte influência tanto da desvalorização do real ante o dólar, como das condições mais desfavoráveis de financiamento que decorreram dos sucessivos rebaixamentos no grau de investimento que tiveram início em 2015.

3.2.4 Perda de receita relacionada aos atrasos no cronograma de implantação dos projetos

⁸⁷ Os valores comentados referem-se ao segundo trimestre de 2010, enquanto os valores indicados na Tabela 26 e no Gráfico 43 são relativos ao quarto trimestre de 2010 e, portanto já representam uma mudança da curva de endividamento como resultado do processo de capitalização, o qual foi concluído no segundo semestre daquele ano.

A Petrobras divulga, anualmente, os Planos de Negócios e Gestão (PNG's), nos quais são apresentadas, para os agentes do mercado e para a sociedade, as principais metas operacionais e financeiras da empresa, com uma abrangência de cinco anos. As metas e principais indicadores dos PNG's são informados, também, nos relatórios consolidados anuais encaminhados aos órgãos reguladores das empresas de capital aberto (CVM e SEC).

Considerando a ênfase que, já há alguns anos, tem sido dada às atividades de exploração e produção, as metas específicas de produção de petróleo explicitadas nesses planos acabam assumindo um maior peso no conjunto de informações que é divulgado, pois, de certa forma, traduzem o “tamanho” aproximado da empresa no ano da divulgação e a expansão que está sendo projetada para a empresa até o final de cada período. Somando-se a isso o peso relativo, em termos mundiais, da participação da Petrobras nas atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, a divulgação dessas metas é acompanhada com grande interesse pela indústria fornecedora de bens e serviços, pois a elas estão associados os investimentos e a consequente demanda por sondas de perfuração, unidades de produção, todos os serviços ligados à perfuração e completação de poços e à interligação destes às unidades de produção, equipamentos submarinos, embarcações de apoio etc..

A Tabela 27 e o Gráfico 44 apresentam uma comparação entre as metas de produção que foram especificadas nos PNG's, desde 2006, e os volumes correspondentes à produção realizada anualmente. Pode-se verificar que, como regra geral, as metas de produção constantes nos planos mostram-se bastante otimistas com relação ao realizado, sendo comum que essa defasagem amplie-se à medida que o ano de referência esteja mais distante do ano inicial de cada plano.

A partir do PNG 2008-2012 passou-se a divulgar, também, a meta de produção para o ano de 2020 que, pelo menos nos anos iniciais, tinha o caráter de uma meta de médio prazo, mas que, mesmo tendo perdido essa condição com o passar dos anos, foi mantida em todos os planos até o PNG 2015-2019.

Pode-se observar que essa meta específica apresenta uma flutuação muito acentuada, variando de um patamar de 2.812 Mbbl/d, no PNG 2008-2012, até um “pico” de 4.910 Mbbl/d, no PNG 2011-2015, retrocedendo para 4.200 Mbbl/d, nos três PNG's seguintes, para, finalmente, quando o ano de 2020 estava já praticamente incluído no período de abrangência do plano, recuar ainda mais, no PNG 2015-2019,

para o patamar de 2.800 Mbbbl/d, praticamente idêntico aquele previsto pelo PNG 2008-2012.

Tabela 27. Metas de Produção de Petróleo (PNG) x Produção Realizada - Petrobras (MMbbl/d)

PNG	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2006-10	1,91	2,00	2,10	2,20	2,30										
2007-11		1,98	2,06	2,20	2,37	2,37									
2008-12			2,05	2,19	2,30	2,37	2,42								2,81
2009-13				2,05	2,25	2,43	2,58	2,68							3,92
2010-14					2,10	2,32	2,54	2,76	2,98						3,95
2011-15						2,10	2,34	2,59	2,83	3,07					4,91
2012-16							2,02	2,02	2,18	2,34	2,50				4,20
2013-17								2,02	2,18	2,34	2,50	2,75			4,20
2014-18									2,08	2,36	2,64	2,92	3,20		4,20
2015-19										2,10	2,20	2,35	2,50	2,65	2,80
Produção	1,78	1,79	1,86	1,97	2,00	2,02	1,98	1,93	2,03	2,13	2,14				

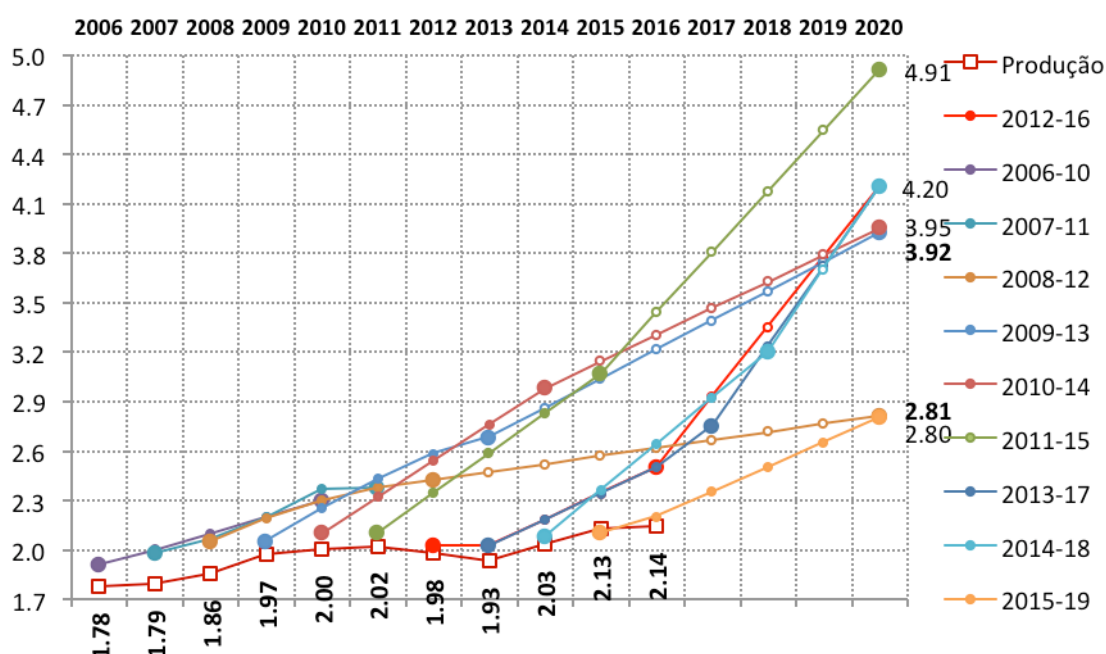


Gráfico 44. Meta de produção de petróleo (PNG) x Produção realizada (MMbbl/d)

Considerando os PNG's divulgados em anos mais recentes, já em um cenário de priorização do desenvolvimento dos campos localizados na Bacia de Santos e dos reservatórios do pré-sal, cabe um destaque inicial para o PNG 2011-2015, elaborado no último ano da gestão de Sérgio Gabrielli, que apresenta uma redução das metas anuais em comparação com o PNG 2010-2014 de forma simultânea a um verdadeiro "salto", de praticamente 1.000 Mbbbl/d, na meta para 2020, sendo que, ao final, todas as metas anuais desses dois planos terminaram por se mostrar bastante distanciadas da realidade. Os três planos seguintes, na gestão de Graça Foster, apresentam uma redução significativa das metas em comparação com o PNG 2011-2015, mas essas novas metas

mantêm-se praticamente inalteradas entre um plano e outro, fixando-se a meta para o ano de 2020 no patamar de 4.200 Mbbl/d. O PNG 2015-2019, na gestão de Aldemir Bendine, reduziu ainda mais as metas anuais com relação aos planos anteriores, o que incluiu a meta para 2020, que foi reduzida para 2.800 Mbbl/d.

O PNG 2017-2021, que é o plano em vigor, elaborado na gestão de Pedro Parente, apresenta uma meta de 2.070 Mbbl/d para 2017, o que representa uma redução de 280 Mbbl/d em relação ao previsto no plano anterior para esse mesmo ano, e uma meta de 2.770 Mbbl/d para 2021, o que, em termos práticos, sinaliza uma meta para 2020 inferior àquela prevista no plano anterior.

O fato de as metas de produção de petróleo previstas nos PNG's serem sucessivamente postergadas e rebaixadas e de, ainda assim, a produção realizada mostrar-se inferior àquela reprogramada, traduziu-se na forma de um impacto direto sobre o caixa empresa, afetando o fluxo de caixa que foi projetado com base no cumprimento das metas originalmente previstas, que constituía um pré-requisito para viabilizar a implantação de novos empreendimentos e para garantir a rentabilidade dos investimentos igualmente previstos nestes planos.

Mas o cumprimento de tais metas exigiria que fossem atendidas as principais condições previstas nesses planos, entre as quais se encontra o cronograma de entrada em operação das unidades de produção contratadas. Ocorre que esse cronograma esteve sujeito a atrasos sistemáticos, conforme demonstrado na Tabela 27 e no Gráfico 44.

Efetuando-se uma comparação entre as metas estabelecidas nos PNG's e o que foi realizado no período 2010-2016, pode-se perceber que houve uma diferença bastante acentuada entre o previsto e o realizado, que persistiu mesmo diante das sucessivas adequações promovidas a cada novo plano. As diferenças mais relevantes são registradas nos anos de 2012 e 2016, considerando-se, respectivamente, os PNG's 2010-14 e 2011-15 e os PNG's 2012-16, 2013-17 e 2014-18, sendo que, no caso destes últimos, se confirmado o que está indicado no PNG 2017-21, deverá se repetir uma diferença igualmente relevante em 2017.

Esse atraso no cronograma das unidades de produção impacta as metas de produção e a expectativa de receitas que seriam geradas, pois implica em volume de produção sensivelmente abaixo do projetado e na necessidade de que seja efetuada uma reprogramação das demais unidades, conforme ocorreu em 2012, por exemplo, com a postergação da entrada em produção de três unidades com capacidade nominal de

produção total em torno de 500 Mbbl/d, prevista originalmente nos PNG's 2010-2014 e 2011-2015. Como a entrada em produção daquelas unidades, com atraso, como de fato ocorreu, não tinha o condão de reconstituir a curva de produção tal como fora projetada inicialmente, os efeitos desse atraso se propagaram por alguns anos à frente. Essa questão aparece de forma contundente nos PNG's 2012-16, 2013-17 e 2014-18, segundo os quais sete novas unidades deveriam entrar em produção em 2016, enquanto, desse conjunto, apenas três unidades entraram em produção nesse mesmo ano (Lapa, Lula Alto e Lula Central), duas foram reprogramadas para 2017 (Lula Norte e Lula Sul) e duas foram reprogramadas para 2018 (Búzios I e Búzios II) (Ver Figura 6 e Figura 7). Conseqüentemente, todas as metas de produção constantes nesses planos tornaram-se irrealizáveis.

Tabela 28: Capacidade nominal de produção – Metas dos PNG's 2010-2014 a 2015-2019; Realizado em 2010-2016; Metas do PNG 2017-2021 (Mbbl/d).
Fonte: elab. própria com dados da Petrobras (2010b-2016b, 2017e)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2010-14	135	280	511	290	480							
2011-15		100	511	770	480	450						
2012-16			181	590	660	150	1.000	930	510	150	150	
2013-17				851	480	150	1.000	900	690	150	150	
2014-18					660	150	1.000	900	870	150	510	
2015-19						150	400	750	300	960	330	
Realizado 2010-2016	315	100	100	671	660	150	400					
Metas PNG 2017-2021								450	750	300	690	570

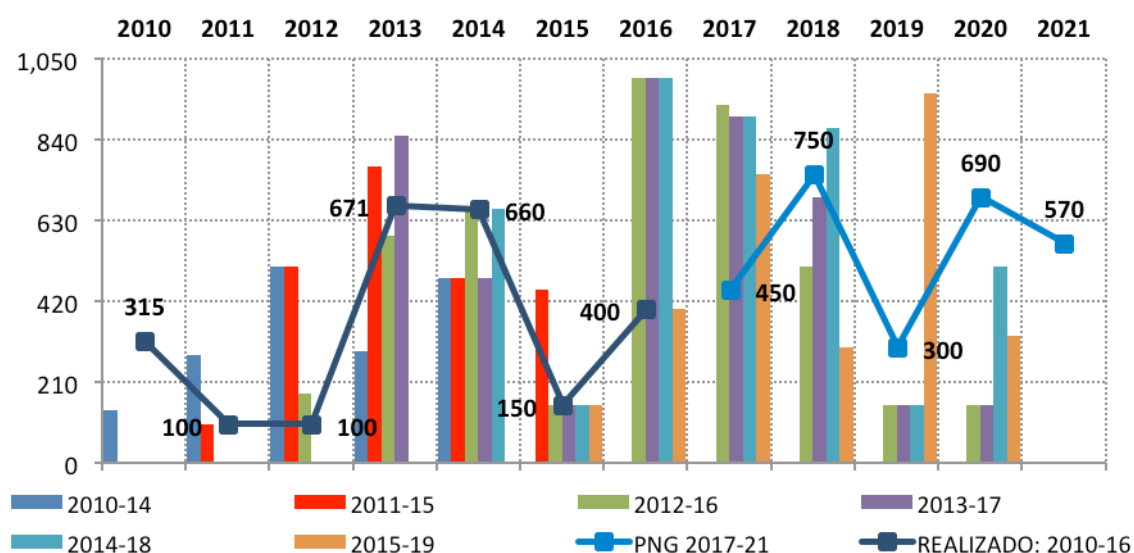


Gráfico 45: Capacidade nominal de produção – Metas dos PNG's 2010-2014 a 2015-2019; Realizado em 2010-2016; Metas do PNG 2017-2021 (Mbbl/d).
Fonte: Petrobras (2010b-2016b, 2017e).

Como registro do cenário futuro, também assinalado no Gráfico 45, tendo como referência o PNG 2017-21, que é o plano atualmente em vigor, verifica-se que houve uma redistribuição das unidades e uma extensão do horizonte de planejamento (para 2021), alterações que indicam defasagens significativas com relação às previsões constantes nos planos anteriores, entre os quais se inclui o próprio PNG 2015-19. Neste último caso, pode-se observar que, de modo geral, as previsões foram “atrasadas” em um ano: as metas para 2016, 2017 e 2018, no PNG 2015-2019, passaram a constituir as metas para 2017, 2018 e 2019, respectivamente, no PNG 2017-2021; enquanto a projeção para 2019, além de ter sido “atrasada” em um ano, apresentou, também, uma redução em termos absolutos (de 960 Mbbl/d para 690 Mbbl/d). Cabe destacar que o registro dessas defasagens ocorre mesmo em planos correspondentes a períodos subsequentes, fato que se torna ainda mais surpreendente quando se sabe que o PNG 2015-2019 foi elaborado já no contexto de diagnóstico de “crise”, que foi seguido pela reestruturação dos investimentos e pela implantação de uma “nova filosofia de gestão” que, em linhas gerais, teve prosseguimento na gestão que se iniciou em 2016.

Como o objetivo aqui não é o de apresentar uma análise detalhada de cada um dos aspectos que impactaram o desempenho operacional e financeiro da empresa no período recente, mas, sim, de apresentar um panorama geral, cabe apenas chamar a atenção para alguns fatores que, em uma primeira análise, parecem ter exercido maior influência sobre os atrasos do cronograma de entrada em operação das unidades de produção e no conseqüente não cumprimento das metas de produção.

O PNG 2012-2016, que foi o primeiro da gestão de Graça Foster, trouxe à discussão um problema que diz respeito à indústria fornecedora de bens e serviços, ao apresentar a programação de entrega de quatorze sondas de perfuração para 2012, na qual havia registro de um atraso médio de 284 dias, havendo caso em que o atraso chegava a alcançar 864 dias, sendo que todas essas unidades encontravam-se em construção por empresas localizadas no exterior (China e Coréia do Sul, principalmente). Sabe-se que a política de conteúdo local é colocada, normalmente, como uma “vilã”, que imporia restrições ao “pleno desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural no País”, mas tal argumento foi desmistificado pelo PNG 2012-2016, quando este enfatiza que essas sondas apresentavam conteúdo local igual a zero, acabando por concluir que o atraso registrado devia-se ao fato de a demanda por bens e serviços encontrar-se aquecida mundialmente. O mesmo plano apresenta, em seguida, um quadro sobre o andamento da construção ou conversão de unidades de produção,

nesse caso executadas por empresas tanto do Brasil como do exterior, no qual também são indicadas defasagens, de diferentes ordens de grandeza, entre o programado e o executado.

Tem-se, dessa maneira, um quadro que expressava, naquele momento, o contexto de “aquecimento” da indústria de petróleo a nível mundial, que se traduzia nas dificuldades da própria indústria fornecedora de bens e serviços, no País e no exterior, em atender a demanda para a expansão das atividades de exploração e produção no ritmo projetado pela Petrobras, quadro sobre o qual a empresa tinha, à época, e continuando, reduzidas possibilidades de atuação direta.

Em outra abordagem sobre o problema do descumprimento de metas, esse mesmo plano e, também, os seguintes da gestão Graça Foster, expressaram uma crítica, não tão velada, à própria direção da empresa, atribuindo os problemas detectados no desempenho operacional à formulação de “metas não-realistas” e a outras falhas que teriam ocorrido na gestão anterior, que não teria dado a devida atenção à “sistemática de aprovação de projetos” ou ao “acompanhamento físico e financeiro” destes. Como contraponto, esses novos planos foram fortemente impregnados por uma visão que se pretendia “realista”, que se desdobrou na revisão da curva de produção de petróleo, com a redução das metas previstas nos planos anteriores, e na diretriz de impor uma maior “racionalidade” e um maior “rigor gerencial” no planejamento e no acompanhamento dos projetos. Mas, por ironia, vários dos projetos submetidos ao rigor do “acompanhamento e avaliação sistemáticos”, acabaram apresentando atrasos significativos, conforme pôde ser constatado no Gráfico 45, o que demonstra que as dificuldades enfrentadas pela Petrobras não estavam localizadas apenas no âmbito interno da empresa e, assim, não poderiam ser reduzidas a um problema de “eficiência na gestão”.

A trajetória da Petrobras nos anos recentes fez com que a crítica do “irrealismo” dos planos se expandisse, alcançando, inclusive, os planos elaborados já dentro de uma lógica de “ajustes”. Assim, alcançar uma melhor compreensão sobre o relativo desequilíbrio que afetou o desempenho operacional e financeiro da empresa exige que seja ampliado o escopo dessa análise, levando em conta outros fatores que ultrapassam os aspectos da gestão interna da Petrobras ou da fragilidade estrutural da própria indústria fornecedora de bens e serviços.

Entre estes fatores merece destaque a ancoragem da estratégia de expansão das atividades de exploração e produção da Petrobras em premissas macroeconômicas

relativas ao índice de crescimento do PIB nacional e mundial, à taxa de câmbio, ao preço do petróleo no mercado internacional e ao preço dos derivados no mercado interno, que dizem respeito ao comportamento da economia mundial e do mercado mundial de petróleo e gás natural e aos seus reflexos no País. Não chega a constituir uma surpresa que as premissas assumidas pela Petrobras nos sucessivos planos tenham se mostrado sistematicamente defasadas da realidade, pois, em um quadro de incertezas e volatilidade provocado pela crescente influência do capital financeiro, esse é um problema recorrente nas previsões econômicas das empresas, dos governos, dos órgãos reguladores e das agências multilaterais.

Obviamente que a Petrobras não possui o controle e tem, mesmo, reduzida capacidade de influenciar o comportamento de cada uma dessas premissas, sendo, pelo contrário, afetada pelos resultados reais apresentados por estas, que vão delinear, a cada momento, novos cenários aos quais a empresa vê-se obrigada a adequar a sua estratégia, na forma dos sucessivos planos por ela divulgados.

Não se pode alegar, também, que essa necessidade de constantes reformulações dos planos decorra de uma falta de qualidade do planejamento ou de projeções elaboradas sem observar o “rigor técnico”. Na verdade, as metas inseridas nos planos divulgados pela Petrobras foram aceitas durante muitos anos, sem qualquer restrição, sendo recebidas, inclusive, como uma “sinalização positiva” do compromisso da empresa com a realização de investimentos expressivos, os quais interessavam diretamente a diversos agentes desse mercado. Esses planos foram não só elaborados, mas defendidos publicamente por um corpo técnico qualificado, que tinha a seu dispor as melhores informações sobre as atividades operacionais da empresa e contava com instrumentos que lhe permitiria monitorar os contratos cuja execução pudesse influenciar o cumprimento dessas metas. Além disso, esses planos foram submetidos ao escrutínio de agentes do mercado extremamente qualificados – consultores, jornalistas especializados, órgãos reguladores, executivos de empresas etc..

A origem dos problemas identificados nos planos ou nas estratégias da Petrobras deve ser buscada na sua subordinação à dinâmica da indústria de petróleo e gás natural e da economia global como um todo, que é determinada por processos comandados, em última instância, pelo capital financeiro. Trata-se, portanto, de processos que não são perceptíveis de forma fácil ou imediata e que estão colocados muito acima da capacidade de influência dos conselhos de administração das empresas ou das estruturas administrativas dos estados nacionais ou, mesmo, de órgãos reguladores internacionais,

e que, ao final, afetam de forma mais crítica as empresas e os estados nacionais situados na periferia do capitalismo. Essa lógica financeira, a qual toda a economia está submetida e que aparece, na maior parte das análises, como “inevitável”, potencializou o impacto negativo sobre o caixa da Petrobras, no caso concreto do não cumprimento das metas de produção, considerando-se que os investimentos que foram realizados pela empresa devem atender às exigências de rentabilidade do capital financeiro independentemente de ter havido um alongamento do prazo de retorno ou que a rentabilidade final dos empreendimentos seja inferior àquela projetada originalmente.

Poder-se-ia argumentar que os atrasos na entrada em operação das unidades de produção, que possibilitariam o cumprimento das metas de produção, não se deveram à falta de recursos, pois, conforme já destacado na seção 3.1.3, as metas de investimento foram cumpridas, mantendo-se, de uma forma geral, acima do que foi previsto nos PNG's. Continuando essa mesma linha de argumentação, é indiscutível, também, que o desempenho operacional e financeiro da empresa foi afetado por esses atrasos, os quais reduziram as suas receitas no curto e no médio prazo, o que foi agravado pelo fato de a empresa ver-se obrigada, ainda, a arcar com o ônus da remuneração financeira dos bancos e dos fundos de investimento, produzindo um impacto adicional na redução do seu caixa e projetando condições ainda mais difíceis para o atendimento das exigências futuras dessas mesmas instituições financeiras.

No entanto, um elemento essencial, ausente nessa análise, é que o “fluxo de recursos”, que se mostra generoso em uma determinada conjuntura para depois refluir, ao sabor dos processos de valorização financeira, de caráter essencialmente especulativo, é exatamente o fator que insere a Petrobras e outras empresas do setor de petróleo como parte do fenômeno das “bolhas financeiras”, comentado na Seção 1.3. Sendo assim, a discussão sobre questões como “metas operacionais” ou “níveis de endividamento” revela-se um exercício estéril se não forem compreendidos os mecanismos que fazem com que todo e qualquer aspecto relacionado à produção subordine-se a esse processo comandado pelo capital financeiro.

3.2.5 Classificação de risco

As agências de análise de risco cumprem, em termos práticos, o papel de uma espécie de instância reguladora dos processos especulativos de valorização do capital, a

serviço dos principais fundos de investimentos que tem sua sede nos países centrais do capitalismo, situando-se acima dos estados nacionais e com capacidade de influenciar os rumos de todos os segmentos de atividade econômica.

As três principais agências de análise de riscos – Fitch Ratings, Standard & Poor’s e Moody’s – divulgam suas avaliações com base em uma escala de classificação praticamente idêntica, com diferenças apenas formais na nomenclatura adotada para cada uma das faixas. Essas faixas estão subdivididas em quatro grandes grupos: “Grau de investimento com qualidade alta e baixo risco”; “Grau de investimento, qualidade média”; “Categoria de especulação, baixa classificação”; e “Risco alto de inadimplência e baixo interesse” (Figura 9).



Figura 9: Classificações das agências de risco – Fonte: Moody’s (2016)

Essa classificação funcionaria como um “selo de qualidade” para as empresas ou países, e tem como objetivo orientar os investidores sobre os riscos maiores ou menores a que estes estão sujeitos a depender da posição que as empresas e países ocupem neste ranking. Como regra geral, os países ou empresas contemplados com as piores classificações devem oferecer condições mais vantajosas, na forma de pagamento de maiores taxas de juros, para atrair os investidores. Como se considera que esses casos apresentam um maior risco de inadimplência, ou seja, os investidores estão mais expostos à possibilidade de virem a perder o capital investido, cabe a estes avaliar entre um investimento “seguro”, mas com uma menor taxa de remuneração, ou, então, assumirem o “risco” do investimento, mas com perspectivas de maiores ganhos. Ou

seja, os títulos de maior risco são, também, aqueles de mais “alta rentabilidade” para os investidores.

Alguns dos fundos de investimentos localizados nos países mais ricos adotam medidas adicionais para “salvaguardar” os interesses de seus “cotistas” mediante a inclusão, em seus estatutos, da regra que autoriza investimentos somente em empresas ou países considerados de baixo risco, ou seja, que estejam classificados, no mínimo, em uma das faixas incluídas no grupo “Grau de investimento, qualidade média” por pelo menos duas agências de análise de risco.

Esse sistema mostra-se funcional ao processo de financeirização da economia, no qual o ciclo de valorização se descolou da esfera da produção, impondo-se, unicamente, a lógica abstrata de valorização do valor, movida apenas pela possibilidade de multiplicação de ganhos financeiros, pouco importando qual seja a região ou país, o produto ou serviço em si, ou, muito menos, qual sua utilidade ou finalidade.

Em uma conjuntura internacional de aprofundamento da crise nos EUA e na Europa, com oferta de dinheiro barato e níveis de juros muito baixos, e de *boom* das *commodities*, impulsionado pela aceleração da taxa de crescimento da China, o Brasil experimentou uma melhora relativa de sua situação econômica, que se apoiou na expansão de alguns setores específicos - agronegócio, indústria extrativista e setor de energia (petróleo e eletricidade), na ampliação dos investimentos públicos em obras de infra-estrutura (PAC, programa de construção de habitações populares etc.) e na implementação do “bolsa família” e outros programas sociais, que resultaram no aumento do consumo das famílias e no incremento de um mercado interno voltado para bens e serviços de primeira necessidade.

Com isso, o País conseguiu incluir-se no rol dos países que se beneficiaram da relativa boa vontade das agências de análise de risco, vindo a alcançar pela primeira vez, a classificação de “grau de investimento”: em 2008, pela Fitch e S&P (BBB-); e em 2009, pela Moody's (Baa3). Entre 2003 e 2011, o País chegou a subir cinco níveis na classificação de risco, passando de B+ para BBB (Ficht), de B1 para Baa2 (Moody's) e de BB- para BBB (S&P), mantendo-se no patamar mais elevado (BBB e Baa2) até o final de 2014.

Essa classificação “positiva” representou um aumento do fluxo de recursos financeiros para o País, o que contribuiu para incrementar os investimentos em alguns setores, mas resultou, também, no aumento do seu grau de endividamento, que foi

acompanhado das crescentes obrigações relativas ao pagamento dos juros desses empréstimos.

Algumas mudanças no cenário internacional – recuo do ritmo de crescimento da China, relativa recuperação dos EUA e dos países da Europa, queda dos preços das *commodities*, drástica diminuição dos preços mundiais do petróleo etc. – associadas a desequilíbrios internos estruturais e ao insucesso de algumas iniciativas do governo, ao que se somou a crise política gerada pelo escândalo de corrupção envolvendo a Petrobras, diversas grandes empresas e os principais partidos políticos de sustentação do governo etc., resultaram em uma deterioração da situação econômica e política do País que, assim deixou de atender aos requisitos que haviam produzido a avaliação positiva anterior.

Nessa nova conjuntura, as agências justificavam o rebaixamento do Brasil com base em fatores tais como: o aumento do rombo nas contas públicas; o crescimento da dívida bruta; as sucessivas revisões da meta fiscal; o baixo crescimento; as incertezas decorrentes da crise política etc.. Como receita para a superação desse quadro, as agências de análise de risco preconizam que o País aplique um “programa de ajuste”, na forma de corte nos investimentos públicos e de uma redução geral de despesas do Estado, normalmente por meio de privatizações, redução de pessoal e de salários, corte de direitos sociais etc.. Segundo as referidas agências e os órgãos reguladores do mercado financeiro, a aplicação desse tipo de medidas é “imprescindível” para que o País restabeleça sua capacidade de pagamento, o que condiciona a possibilidade de retomada do fluxo de investimentos.

A primeira sinalização dessa mudança de humor em relação ao Brasil ocorreu em 2014, quando a S&P reduziu em um nível a avaliação de grau de investimento (de BBB para BBB-), e em 2015, quando houve registro de um recuo na avaliação de grau de investimento também pela Fitch (de BBB para BBB-) e pela Moody's (de Baa2 para Baa3). Mas mesmo com essa piora na avaliação, a classificação como grau de investimento do País ainda se manteve, estendendo-se, portanto, entre 2008 e 2015.

O País viu suas notas rebaixadas, perdendo o grau de investimento, ainda em 2015: a S&P rebaixou a nota para BB+ em setembro de 2015; e a Fitch rebaixou a nota para BB+ em dezembro de 2015. Essas novas avaliações colocavam o País, virtualmente, na categoria de especulação, o que se confirmou de vez em 2016, quando as notas de crédito seriam rebaixadas mais uma vez pelas três agências: em fevereiro de 2016, a S&P rebaixou a nota para BB, enquanto a Moody's rebaixou a nota para Ba2, o

que representou o recuo de dois níveis de uma só vez; em abril de 2016, a Fitch rebaixou a nota para BB.

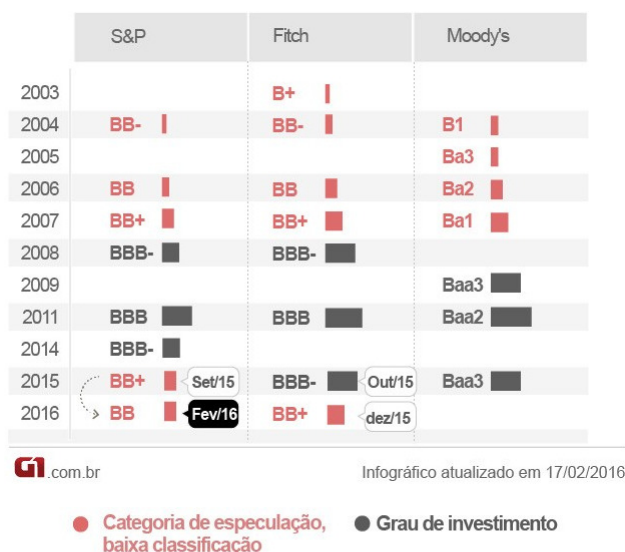


Figura 10: Histórico da classificação de risco do Brasil – Fonte: Veja Histórico (2016)

Os impactos mais perceptíveis e imediatos do rebaixamento para o País para a “categoria de especulação” é representado pela redução do número potencial de investidores e pelo aumento do custo dos empréstimos. Mas outro ingrediente da crise - a desvalorização da moeda – contribuiu para deteriorar ainda mais as condições de financiamento.

A classificação de risco do País tende a produzir impacto também na classificação de risco das empresas. Em fevereiro de 2016, a Petrobras recebeu o nível mais baixo do grau especulativo pela Moody's (B3), quatro níveis abaixo da nota soberana do país (Ba2), segundo a escala utilizada por esta agência.

Uma classificação de risco “negativa”, em qualquer faixa considerada como “grau especulativo” ou “risco alto de inadimplência”, significa que as empresas ou países terão maiores dificuldades para ter acesso a financiamentos ou que estes ficarão mais caros, ou as duas coisas ao mesmo tempo. Como exemplo, quando o País alcançou o “grau de investimento”, em 2008, a Petrobras e outras empresas pagavam custos de financiamento de cerca de dois pontos percentuais acima dos rendimentos comparáveis do Tesouro norte-americano; com o rebaixamento do País para o “grau especulativo”, a Petrobras passou a pagar um *spread* de seis pontos percentuais (G1, 2015). Este mesmo mecanismo aplica-se à empresa que sofra um rebaixamento em sua classificação, que necessite recorrer a novos empréstimos para “rolar” sua dívida, quando, então, se verá obrigada a pagar taxas mais elevadas do que aquelas contratadas originalmente.

Nas avaliações mais recentes, a Petrobras é classificada no grau especulativo pelas três agências de análise de risco, conforme a Tabela 29.

Tabela 29. Classificação de risco – Petrobras - Fonte: Petrobras (2017k)

Agência de Rating	Última alteração de Rating	Rating Global	Perspectiva
Moody's	10/04/2017	B1	Positiva
Standard & Poor's	10/02/2017	BB-	Estável
Fitch	10/06/2016	BB	Negativa

No caso, também a empresa deve submeter-se a um “programa de ajuste”, com o objetivo de restabelecer sua “capacidade de pagamento”, para, assim, ter acesso a financiamento em condições mais favoráveis e, ao final, continuar alimentando o processo fictício de valorização financeira.

Como se verá no Capítulo 4, o rebaixamento da classificação da Petrobras traduziu-se no significativo aumento das despesas financeiras, repercutindo de forma negativa no resultado financeiro líquido da empresa.

4 A CRISE DA PETROBRAS COMO PRODUTO DA FINANCEIRIZAÇÃO

4.1 A lógica especulativa das agências de análise de risco

Certamente, pode-se extrair diferentes avaliações dos indicadores de desempenho operacional e financeiro elencados no capítulo anterior, mas uma visão de conjunto desses indicadores conduz, inevitavelmente, ao questionamento sobre os fundamentos que levam a que a Petrobras possa ser classificada pelas agências de *rating* no nível mais baixo do grau especulativo, apenas um degrau acima da classificação como “risco alto de inadimplência”.

O caráter abstrato do processo de valorização do dinheiro em mais dinheiro, que está entranhado na lógica de reprodução e acumulação do capital, determina a forma como o capital financeiro opera, o que fica evidenciado na própria tessitura das relações entre as agências de *rating* e os fundos e bancos de investimentos e outras estruturas que se movimentam nesse mercado, pois o tipo de classificação e o “aconselhamento” oferecido por essas agências fazem sentido “apenas” nesse ambiente, e não teriam maior importância não fosse o fato de que eles determinam a decisão de onde e quando investir e, em última instância, de quais serão os setores, empresas ou países que poderão continuar contando com a “boa vontade” do capital financeiro para levar adiante seus projetos e empreendimentos.

Para que essa engrenagem funcione é necessário, então, selecionar alguns indicadores muito objetivos e organizá-los em uma escala de classificação que consiga expressar, de uma forma direta, o “risco” representado por uma determinada oportunidade de investimento, que se traduz na maior ou menor probabilidade de que os investidores obtenham o resultado esperado, na forma do retorno dos valores investidos acrescidos dos juros. Obviamente, um sistema desse tipo, cujo principal objetivo é o de garantir a estabilidade dos circuitos financeiros e, assim, afastar a possibilidade de que a inadimplência de uma empresa produza um “efeito dominó”, que levaria todo esse processo ao colapso, não pode levar em conta outros fatores não contemplados pelos indicadores utilizados que, de resto, são considerados como pouco relevantes quando o que se pretende é apenas “organizar” o fluxo de recursos de forma a garantir a segurança e rentabilidade dos investimentos, independentemente de qual seja o setor,

empresa ou país onde esses recursos serão aplicados e, mais ainda, de quais sejam os resultados pretendidos com a aplicação desses recursos.

Mas a “assepsia” e “neutralidade” desse processo são apenas aparentes, pois a redução da nota de crédito que, nos termos dos parâmetros considerados, captaria algum tipo de desequilíbrio, impacta negativamente as condições de financiamento, criando um maior grau de dificuldades para que uma determinada empresa pudesse superar um quadro de desequilíbrio momentâneo. Esse processo pode ser identificado no caso da Petrobras, que viu aumentarem as taxas de juros dos empréstimos e as restrições para uma renegociação que permitisse alongar o perfil de sua dívida.

Prosseguindo nesse raciocínio, outro efeito do sistema de classificação de risco, que consegue explicitar de forma mais crua a lógica do capital financeiro e a natureza dos processos que regem os fluxos financeiros, é a possibilidade de ganhos extraordinários, dissociados dos eventuais resultados obtidos no que poderia ser considerado como “processos normais” de financiamento, representados pelos ganhos na forma de juros. O mecanismo utilizado para viabilizar esses ganhos extraordinários é relativamente simples: A desvalorização dos ativos de uma empresa aprisionada em uma espiral de crise, possivelmente agravada pelos sucessivos rebaixamentos em suas notas de crédito em momentos anteriores, significa que esses ativos poderão ser arrematados por preços muito inferiores ao seu valor real, multiplicando os lucros dos potenciais compradores que, ao final, são os mesmos grupos financeiros interessados em zelar pela “estabilidade” do sistema econômico como um todo, o que, em última instância justifica a existência do sistema de classificação de risco e a dinâmica por ele criada na chamada “economia real” (se é que esta, de fato, existe!). Pode-se afirmar que, de certa forma, decretar a “quebra” de empresas e fazer seus ativos transformarem-se em pó são parte de um processo cíclico que é intrínseco a esse sistema, pois cumpre o papel de atender ao apetite por ganhos extraordinários e instantâneos, representando, assim, uma espécie de “nirvana”, que se repete de tempos em tempos, no processo de valorização do dinheiro em mais dinheiro.

No entanto, há exemplos recentes e bastante contundentes que demonstram que a decisão sobre as empresas que “devem quebrar” não é realizada com base em critérios tão objetivos como quer fazer crer a ortodoxia do mercado financeiro e de suas instituições. É conhecido o caso da crise do *subprime* americano quando, às vésperas da quebra efetiva das empresas, essas contavam com uma avaliação positiva por parte das

agências de classificação de risco, o que demonstra que a decisão mencionada possui um componente de discricionariedade cujos critérios não são explicitados:

A crise financeira global que estourou em 15 de setembro de 2008, com a quebra do gigante bancário americano Lehman Brothers, colocou em xeque a credibilidade das agências de classificação de risco. Usadas como referência para cancelar investimentos seguros em todo o mundo, as agências foram criticadas por sua atuação na crise das hipotecas nos Estados Unidos, em 2007 e 2008. Depois de já terem a reputação arranhada no caso Enron, que recebeu o grau de investimento até cinco dias da decretação da falência da empresa, as agências foram alvo de pesadas críticas ao classificar o banco Lehman Brothers com a nota "A" (grau de investimento seguro) até a manhã em que ele quebrou, em 15 de setembro daquele ano (VILLELA, 2014).

Este fato é suficientemente grave para colocar sob severa suspeita a pretensa objetividade da atribuição de uma determinada classificação de risco que tem o poder de, em um passe de mágica, promover a abertura de um “balcão de negócios” em uma empresa qualquer. Ainda mais quando, como no caso da Petrobras, se conhece a trajetória da empresa e se tem em mãos indicadores sobre a sua capacidade operacional e financeira, tão ou mais relevantes do que aqueles utilizados pelas agências de *rating*, indicadores esses que sinalizam para a existência de um leque de possibilidades para, se fosse o caso, mesmo dentro de uma lógica estritamente empresarial, implementar ações com o objetivo de promover uma melhoria progressiva da situação financeira da empresa, as quais, certamente, teriam que ser combinadas com a imposição de limites ao “apetite” do mercado financeiro.

A aceitação passiva do diagnóstico das referidas agências e a opção pura e simples pelo sucateamento da empresa revela-se, assim, como uma das faces do processo de subordinação da empresa e do País às determinações do capital financeiro.

4.2 Uma crise anunciada e seus remédios amargos

O diagnóstico de crise da Petrobras está relacionado, basicamente, ao alto nível de endividamento da empresa, que reflete o desequilíbrio entre os compromissos de investimentos assumidos e a capacidade de geração de caixa. Nos anos recentes, a empresa viu seu nível de endividamento ultrapassar os índices de alavancagem admitidos como “seguros” pelo capital financeiro, ficando, a partir de então, sujeita a condições de financiamento mais desfavoráveis – taxas de juros mais elevadas e prazos de financiamento mais curtos, o que retroalimenta e potencializa o impacto negativo do

alto endividamento. Isso se traduziu na deterioração progressiva dos seus indicadores financeiros, segundo os critérios que são estabelecidos pelas agências de análise de risco e legitimados pelos demais “agentes do mercado”.

Mas, na verdade, a crise relacionada ao processo de endividamento não é um fenômeno estranho às empresas, em todos os setores de atividades, em todas as regiões e países. Pelo contrário, dia sim, outro também, tem-se notícias de crises que se abatem sobre empresas, que são obrigadas a fechar as suas portas ou então submeter-se a processos de fusão ou de aquisição por outras empresas. Isso ficou demonstrado na abordagem da crise que afeta a indústria mundial de petróleo, apresentada no Capítulo 1, registrando-se diferenças apenas quanto à sua intensidade, a depender das peculiaridades de cada empresa, como fica evidenciado, por exemplo, no caso das empresas localizadas nos países periféricos, que estão mais expostas à crise em função das fragilidades estruturais que estão presentes nesses países.

A crise dessas empresas ou países, que tem sua face visível no nível de endividamento, reflete a dinâmica de uma crise mais geral, que tem como um de seus pilares o esgotamento do modelo de acumulação Taylorista-Fordista que, já a partir da década de 70 do século passado, perdeu a capacidade de manter o ciclo de expansão da economia, o que vai se combinar com a concentração de uma grande massa de recursos, na forma de capital financeiro, que adquire o poder de determinar quais as empresas, setores de atividades e países que conseguirão sobreviver segundo o critério de que atendam à rentabilidade requerida por esses capitais.

Como fica claro no relato sobre sua trajetória recente, a Petrobras enfrenta o dilema que é comum a outras empresas, que diz respeito a como manter os compromissos de investimentos necessários à expansão de suas atividades - dinâmica que é imposta pela sua inserção no mercado capitalista e por exigência do próprio processo de acumulação de capital -, sem que isso implique em elevar os indicadores de endividamento da empresa, que não podem ser avaliados sem que sejam considerados os mecanismos que a submetem a essas determinações do mercado.

Algumas condições que estão presentes nas atividades típicas da empresa, como o grande volume de recursos demandado em um curto período de tempo e o longo tempo de maturação dos investimentos em exploração e produção, etc., e, ao lado dessas condições, a necessidade de atender às exigências de rentabilidade dos financiadores, independentemente da rentabilidade real, indicam que o aumento do nível de endividamento seria inevitável mesmo que a empresa não tivesse amargado os prejuízos

que decorreram da defasagem dos preços dos combustíveis no mercado nacional, do crescimento da importação de derivados, do atraso na implantação de projetos de E&P, dos erros de concepção, planejamento e implementação da RNEST e do COMPERJ etc.. Poder-se-ia argumentar, por exemplo, que a crise não se manifestaria ou, pelo menos, apresentaria uma menor intensidade, no caso em que não ocorresse a pronunciada desvalorização do real ante o dólar, entre 2011 e 2015, principalmente (Gráfico 38).

Com relação à influência que a queda dos preços mundiais de petróleo exerceu nesse processo, sabe-se que o primeiro alerta dos órgãos reguladores sobre o nível de endividamento das empresas ocorreu em 2013, antecedendo os efeitos que o choque de preços produziu na indústria, o que se confirma no caso da Petrobras, cujos primeiros sinais da crise do endividamento, atestados por índices de alavancagem elevados em relação aos níveis considerados “seguros”, manifestaram-se já a partir de 2012.

Mas embora a queda dos preços mundiais de petróleo não possa ser apontada como a causa primeira da crise, não há dúvidas de que ela contribuiu para esta se agravasse. O seu efeito imediato foi a redução de receitas e margens das empresas, o que significa menor disponibilidade de recursos próprios para fazer frente aos investimentos e, conseqüentemente, uma maior dependência de recursos de terceiros via empréstimos, emissão de títulos etc..

Outro impacto negativo sobre as empresas em geral e, também, sobre a Petrobras, reside na sistemática imposta pelos órgãos reguladores do mercado, que consiste na regra contábil que determina que os projetos programados ou que se encontrem ainda na fase inicial sejam submetidos a uma reavaliação no novo cenário dos preços, na qual se pode concluir pela sua inviabilidade econômica e conseqüente cancelamento, o que implica nas chamadas perdas por *impairment* (“perda por desvalorização”), que são contabilizadas como prejuízo, impactando negativamente o resultado financeiro do exercício. A repercussão da queda dos preços do petróleo sobre a situação financeira das empresas foi sintetizada por um consultor nos seguintes termos:

O problema das empresas do setor é que assim que os preços do petróleo caem, seus ativos também apresentam declínio. E aí os bancos dizem ‘os seus ativos valem menos, não vou te emprestar mais dinheiro ou vou te emprestar menos do que eu pensava. (BLOOMBERG, 2016).

Esse processo impacta a indústria como um todo, mas apresenta diferenças de acordo com o perfil de negócios de cada empresa: uma empresa com maior volume de reservas, uma forte atuação nas atividades de exploração e produção e uma maior quantidade de planos de desenvolvimento de campos petrolíferos em fase de implantação, como é o caso da Petrobras, tende a sofrer um impacto maior do que do que uma empresa que tenha uma presença maior no *downstream*, por exemplo, considerando-se que este último é um segmento consolidado da indústria, que apresenta uma carteira de projetos e uma demanda por investimentos muito inferior ao *upstream*.⁸⁸

Mas esse diagnóstico da crise da Petrobras baseado exclusivamente no problema do nível de endividamento, medido segundo os indicadores de alavancagem estabelecidos pelas agências de análise de risco, representa uma visão parcial e enviesada sobre a situação da empresa, para uma conjuntura específica, restrita a um prazo de tempo muito curto, ignorando tanto a trajetória da empresa como outros fatores que se mostram relevantes para demonstrar sua real capacidade operacional e financeira, como sintetizado a seguir:

- A empresa apresenta um histórico que pode ser considerado positivo, no mercado em que ela atua, tanto nos segmentos ligados ao *upstream*, no qual as atividades de exploração e produção viabilizaram uma expansão significativa dos níveis de reservas e de produção, como nos segmentos ligados ao *downstream*, no qual se destacam as melhorias implantadas no parque de refino, voltadas para incrementar a produção das frações leves e para atender aos requisitos ambientais (no caso do diesel); a implantação de infraestrutura para o

⁸⁸ O fato de essa avaliação sobre a Petrobras estar contaminada por uma lógica financeira e situar-se em um contexto onde o capital financeiro se move em busca de oportunidades de ganhos extraordinários, propiciadas por processos de crise reais ou fabricados, é o que explica certo interesse de inflar a crise da empresa e, assim legitimar os programas de ajuste que se sucedem ao diagnóstico da crise. Esse é o caso de algumas abordagens em que o problema do *impairment* aparece como se fosse uma exclusividade da Petrobras, que se devesse a uma ineficiência congênita dessa empresa e de qualquer outra com participação estatal. Ou, então, de abordagens que ignoram que o *impairment* constitui um mecanismo previsto nas práticas contábeis, simplificando-o ao ponto de atribuir a necessidade de reavaliação de projetos não às mudanças das condições de mercado verificadas em dado momento, que podem inviabilizar determinados projetos, mas ao fato de se tratar de “projetos mal feitos”, pretendendo-se que essa classificação seja aplicável, de uma forma geral, a todos os projetos da Petrobras. Ou, ainda, de abordagens que chegam mesmo a confundir, de forma proposital, os prejuízos decorrentes do *impairment* com os prejuízos relacionados ao esquema de corrupção que se encontra sob investigação, o qual representa, de fato, um problema real e grave, mas tem uma natureza completamente diferente do *impairment*, tendo, inclusive, suas perdas contabilizadas separadamente. Como exemplo dessa abordagem ver: “Petrobras: precisa-se de R\$ 160 bilhões” (ÉPOCA, 2016). A análise sobre os prejuízos contabilizados em decorrência de “*impairment*” e das perdas relacionadas às práticas de corrupção são apresentadas mais à frente.

processamento e transporte de gás natural; e a ampliação da frota própria de petroleiros;

- A análise dos resultados operacionais apresentados pela empresa indica uma atuação diversificada e a existência de uma forte sinergia entre as diferentes áreas de negócios, características que se mostram alinhadas com a estratégia definida no Plano Estratégico da empresa, de buscar ser identificada não apenas como uma empresa de petróleo, mas como uma empresa de energia, com atuação na produção de biocombustíveis (biodiesel e etanol) e no desenvolvimento de outras fontes renováveis (eólica e solar), além de contar com um parque de usinas termoelétricas, alimentadas principalmente por gás natural, e com investimentos na indústria petroquímica;

- A empresa conta com uma sólida infraestrutura necessária para viabilizar todas essas atividades: plataformas de produção; *risers* e equipamentos submarinos; embarcações de apoio; navios petroleiros; dutos; refinarias; unidades de processamento de gás natural; unidades de produção de biodiesel e de etanol; unidades de fertilizantes; participação em unidades petroquímicas; terminais marítimos e fluviais; centrais de abastecimento; e rede de distribuição de derivados líquidos e de GLP;

- A empresa tem desempenhado um papel de vanguarda no desenvolvimento de tecnologias para as atividades de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, fato reconhecido por meio de diversas premiações internacionais recebidas nos últimos vinte e cinco anos;

- A empresa possui uma carteira de projetos robusta na área de exploração e produção, que indica uma alta probabilidade de que os níveis atuais de produção sejam mantidos ou expandidos, conforme ficou demonstrado pelo potencial identificado nas descobertas da camada pré-sal, destacado na seção 3.17;

- A empresa é controlada pelo governo federal brasileiro que, por lei, deve deter 50% mais um das ações ordinárias, com direito a voto, o que dá a este o direito de indicar o presidente da empresa e a maioria dos membros do seu Conselho de Administração. Dada essa condição, a Petrobras conta com o aval do governo brasileiro, que pode atuar no sentido de apoiar financeiramente a empresa, seja por meio do aumento do seu capital social, seja por meio da realização de empréstimos diretos pelos bancos públicos federais ou, ainda, por meio do financiamento das empresas que integram sua rede de fornecedores;

- Algumas estimativas divulgadas por consultorias e órgãos internacionais ligados à indústria de petróleo têm colocado o preço de equilíbrio da produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, particularmente no caso do pré-sal brasileiro e da Petrobras, como representando um ponto médio entre o preço de equilíbrio apurado em outros ambientes de produção, com casos que estes se apresentam mais reduzidos - *onshore* OPEP, águas rasas OPEP e não-OPEP, *tight-oil* americano etc., e outros em que se apresentam mais elevados - águas ultraprofundas na costa da África, areias betuminosas do Canadá etc.. Mas há avaliações bastante sólidas por parte da Petrobras de que existe uma margem confortável entre o preço de equilíbrio para a produção em águas ultraprofundas na costa brasileira e o preço médio do petróleo apurado em 2015 e 2016, o que daria à empresa uma segurança quanto à viabilidade dos empreendimentos localizados na Bacia de Santos, voltados para o desenvolvimento das reservas do pré-sal;

Esses fatores, além de demonstrar que a Petrobras está longe de se encontrar em estado falimentar, como se quer fazer crer, delineiam um quadro geral que se mostra bastante mais complexo do que aquele obtido apenas com base em indicadores financeiros, levando a que se questione a consistência e a validade de um diagnóstico de crise com base somente no problema do endividamento da empresa, no cenário de curtíssimo prazo.

Antes de nos determos na descrição das respostas à crise que foram dadas pela alta direção da empresa, cabe introduzir uma rápida avaliação sobre como o governo federal atuou nessa trajetória recente da Petrobras e, especificamente, sobre qual foi o seu papel no desencadeamento da crise e na estratégia formulada para enfrentá-la.

4.2.1 O papel do governo federal na crise da Petrobras

Historicamente, o governo federal sempre exerceu grande influência sobre os rumos da Petrobras, relação que seria um reflexo mais ou menos natural de sua condição de sócio controlador da empresa, mas que alcançou maior intensidade em função do papel atribuído à empresa de assegurar a soberania energética por meio do suprimento da demanda interna por petróleo e gás natural. Durante um período de mais de treze anos - entre janeiro/2003 e maio/2016 - o governo federal, então sob o comando

do PT – Partido dos Trabalhadores, adotou uma orientação no sentido de fortalecer a participação da empresa no mercado nacional de petróleo e gás natural e de expandir as suas atividades para outros segmentos, imprimindo, de certa forma, uma marca mais “estatizante” e “nacionalista”, o que o diferenciaria do governo anterior, de corte mais “liberal”.

Há, de fato, algumas iniciativas que resultaram no fortalecimento da Petrobras nesse período, durante o qual a empresa implementou um arrojado programa de investimentos, nas suas diferentes áreas de negócios e assumiu, com maior ênfase, o incentivo à construção de plataformas de produção, embarcações e outros equipamentos no País. Além disso, a empresa, de uma forma geral, apresentou indicadores positivos de desempenho operacional, alcançando uma presença ainda mais relevante na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas no cenário internacional da indústria, processo que foi coroado pela descoberta de reservas na camada pré-sal. Como iniciativa mais direta do governo, cabe destaque à assinatura do contrato de cessão onerosa, que possibilitou o acesso a novas reservas, e, também, ao processo de capitalização da empresa, que representou uma injeção de recursos públicos para que a empresa pudesse fazer frente às responsabilidades que viria a assumir no desenvolvimento das reservas do pré-sal. Por fim, o governo conduziu a mudança do marco regulatório, que instituiu o regime de partilha da produção para as atividades exploração e produção no polígono do pré-sal e em outras áreas classificadas como estratégicas, atribuindo à Petrobras uma participação mínima obrigatória e o papel de operador único em todos os contratos que viessem a ser firmados nesse regime.

Entre todas as iniciativas citadas, pode-se afirmar que a capitalização e a mudança do marco regulatório foram as mais significativas no que se refere à tentativa de demarcar um papel estratégico para a Petrobras, que deixou de ser encarada como “uma empresa entre outras”, com a única diferença de contar com a participação acionária da União, para ser alçada à posição de instrumento de intervenção do Estado no setor de petróleo e gás natural, mesmo em um mercado aberto à participação de empresas privadas. Não casualmente, essas iniciativas foram as que criaram alguma contrariedade no chamado mercado e em setores mais identificados com uma visão “liberal”.

No entanto, os resultados obtidos por essas ações tiveram um significado apenas tópico, tanto pelo seu alcance limitado, pois não representava nenhuma ruptura com o modelo que havia se consolidado desde a abertura do setor de petróleo e gás natural,

como por inexistirem outras ações do governo que restringissem a atuação do capital financeiro, ou que tivessem a veleidade de constituir um projeto de desenvolvimento do país com algum grau de autonomia com relação às determinações do mercado globalizado. Pelo contrário, o governo federal, naquilo que é essencial, notabilizou-se pela sua submissão aos “ditames do mercado”, caracterizando-se, fundamentalmente, por um perfil “liberal”, à exceção de algumas políticas sociais⁸⁹.

Mas, ainda assim, coerente com a tibieza que marcava a sua estratégia mais geral, outras iniciativas do governo colocavam-se em contradição mesmo com a propalada intenção de fortalecimento da Petrobras. Entre as medidas que contribuíram diretamente para fragilizar a empresa diante das exigências e do apetite do mercado financeiro podem ser citadas: a política de preços de derivados no mercado interno, que provocou uma perda expressiva de receitas para a empresa; e a política de incentivo à indústria automobilística, que provocou um aumento no consumo de derivados e um expressivo aumento das importações, resultando, igualmente, em perdas para a empresa. A Petrobras viu-se fragilizada, também, diante da inação ou da incapacidade do governo em implementar uma política tecnológica e industrial que retivesse no país as tecnologias que foram desenvolvidas com a participação da empresa e consolidasse uma base local de fornecedores de bens e serviços, com a capacitação tecnológica requerida, o que deixou a empresa a mercê da imposição de preços e dos sucessivos atrasos nos cronogramas de entrega de plataformas de produção, sondas de perfuração etc., por parte das empresas fornecedoras instaladas no país ou no exterior.

Mesmo que a crise da Petrobras não tenha, como sua causa principal, os erros do governo federal, importa destacar que este, simplesmente, submeteu-se às avaliações das agências de *rating*, sem contestar, em nenhum momento, a consistência e as motivações dessas avaliações, as quais, de resto, foram extensivas à situação econômica do País que, de forma quase simultânea, também recebeu a classificação de “grau especulativo”. O governo colocou-se, assim, na condição de mero aplicador do receituário prescrito pelo mercado financeiro, não havendo registro de quaisquer iniciativas voltadas para apoiar a empresa, como seria o exemplo da abertura de linhas de financiamento específicas nos bancos federais.

⁸⁹ Obviamente, essa leitura sobre o perfil da atuação do governo federal nesse período está sujeita à contestação e careceria de um maior aprofundamento, o que não é possível ser realizado no âmbito deste trabalho. Entre as ações do governo que justificam a caracterização de um perfil “liberal” podem ser citados, entre muitos outros exemplos, os lucros astronômicos auferidos pelos bancos, a expansão e fortalecimento do agronegócio e a estagnação da política de regularização dos assentamentos da reforma agrária.

Pelo contrário, os dirigentes da empresa, escolhidos pelo governo federal, apressaram-se em promover as políticas de ajuste ditadas pelas agências de *rating* e pelo mercado financeiro, o que teve início de forma mais evidente já em 2014, ainda na gestão de Graça Foster, sendo continuado e aprofundado a partir de 2015, na gestão de Aldemir Bendine, até a substituição deste por Pedro Parente, em maio de 2016, já no governo pós-impeachment. Como se verá, os pressupostos dessas políticas de ajuste são a redução imediata do tamanho da empresa e o comprometimento da perspectiva de seu crescimento futuro.

4.2.2 Gestão Graça Foster

Em 2012, Maria das Graças Silva Foster assumiu a presidência da Petrobras, em substituição a José Sérgio Gabrielli, com a mudança também dos demais cargos da diretoria, à exceção do Diretor Financeiro (Almir Guilherme Barbassa).

À essa época, a empresa vinha em uma progressão na expansão de suas atividades, com o aumento mais acentuado do nível dos investimentos a partir de 2009 (US\$ 38,2 bilhões), alcançando o pico em 2010 e 2011 (US\$ 47,1 bilhões e US\$ 45,6 bilhões, respectivamente). Em 2010 foram aprovadas as leis que alteraram o marco regulatório para a área do pré-sal (Lei 12.304 – criação da PPSA; e Lei 12.351 – instituição do regime de partilha) e a lei que autorizou o contrato de cessão onerosa e a capitalização da Petrobras (Lei 12.276/2010). O endividamento líquido registrou um salto de US\$ 20,9 bilhões, em 2008, para US\$ 54,9 bilhões, em 2011, mas o impacto desse aumento foi atenuado pela valorização do real ante o dólar, registrada em 2010 e 2011. No final de 2011, a “alavancagem líquida” era de 23% e o índice da “dívida líquida/EBITDA” era de 1,66, encontrando-se, portanto, dentro dos limites considerados “saudáveis”, embora apresentassem curvas ascendentes desde a capitalização ocorrida em outubro de 2010.

A política de expansão das atividades da empresa teve continuidade na nova gestão, conforme indica, principalmente, as projeções de investimentos incluídas nos PNG’s 2012-2016, 2013-2017 e 2014-2018 (US\$ 236,5 bilhões, US\$ 236,7 bilhões e US\$ 220,6 bilhões, respectivamente), e os investimentos efetivamente realizados em 2012, 2013 e 2014 (US\$ 44,1 bilhões, US\$ 48,8 bilhões e US\$ 37,0 bilhões, respectivamente). Como uma espécie de “marca” da nova gestão, os PNG’s desse período deram ênfase a algumas ações da diretoria voltadas para tornar as projeções

operacionais mais “realistas”, como no caso da revisão da curva de produção, no PNG 2012-2016, que implicou na redução da meta de produção, para o ano de 2020, de 4.910 mbbbl/d para 4.200 mbbbl/d, e na adoção de medidas que visariam aprimorar a gestão da empresa, com possível repercussão na melhoria de seus indicadores operacionais, como no caso do pretendido rigor na sistemática de aprovação de projetos ou no acompanhamento do desempenho físico e financeiro destes (“Curva S”), e da previsão da implementação de alguns programas com foco no aumento da produtividade e na redução de custos, como o “Programa de Otimização de Custos”, o “Programa de Aumento da Eficiência Operacional” etc..

Os indicadores de endividamento ainda eram relativamente “saudáveis” no primeiro ano da gestão de Graça Foster (2012), mas foram deteriorando-se progressivamente devido a três fatores principais: i) a manutenção dos compromissos de investimento em níveis elevados comparativamente à geração de caixa da empresa; ii) a defasagem dos preços internos dos derivados em relação aos preços internacionais, com a consequente redução do caixa que seria necessário para fazer frente aos investimentos; e iii) a desvalorização do real ante o dólar, que provocou o aumento do valor da dívida convertido em reais e impactou negativamente os índices de alavancagem.

Em 2011, já havia registro de perdas decorrentes da defasagem entre os níveis de preços de derivados no mercado mundial e no mercado interno, contrariamente ao que ocorrera em 2009-2010, quando a relação de preços mostrou-se favorável à empresa. Embora tenha sido tratada no PNG 2012-2016 como um aspecto “episódico”, a defasagem verificada em 2011 representou o início de um ciclo que se estendeu até 2014, resultando em perdas da ordem de US\$56,5 bilhões até outubro de 2014 (ALMEIDA, 2016a), e que foi acompanhado, também, por um aumento acentuado nas importações de derivados, resultando, igualmente, em perdas crescentes para a empresa.

Em acréscimo às dificuldades enfrentadas no lado da receita, ocorreu uma alteração na relação entre o dólar e o real, que fora favorável no período de 2006 a 2010, à exceção de 2008, mas que se inverteu entre 2011 e 2014⁹⁰. Nesse período, a desvalorização acumulada do real ante o dólar foi superior a 56%, o que representou um impacto adicional no endividamento em real, que experimentou um salto de R\$ 117 bilhões, em 2010, para R\$ 351 bilhões, em 2014, um aumento de 198%, enquanto o

⁹⁰ Conforme comentado, em nota anterior, adotou-se como referência a cotação média do dólar em dezembro de cada ano, e não a cotação média anual.

endividamento em dólar registrou, no mesmo período, um aumento de 90%, passando de US\$ 70 bilhões para US\$ 132 bilhões.

Considerando a combinação dos três fatores mencionados, o cenário à época as divulgações do PNG 2013-2017 indicava que, já no final de 2012, o índice “dívida líquida/EBITDA” ultrapassara o patamar de 2,5 vezes, depois da estabilização que se seguiu à capitalização realizada em 2010. Mas é apenas no PNG 2014-2018 que a preocupação com a deterioração dos índices de endividamento vai aparecer, com maior ênfase: No final de 2013, a empresa apresentava uma “alavancagem” de 39% e um índice de “dívida líquida/EBITDA” de 3,52, ambos superiores ao “nível de alerta” estabelecido pelo mercado⁹¹. Na “análise de financiabilidade” que adota como premissa um valor total de investimento de US\$ 206,8 bilhões, que corresponde à soma dos projetos em fase implantação com os projetos já em processo de licitação⁹², projeta-se que os índices de “alavancagem” e de dívida líquida/EBITDA retornariam ao limite de 35% e de 2,5 vezes a partir de 2015.

As consequências desse desequilíbrio relativo manifestaram-se na forma de uma reversão da “boa vontade” do mercado, com o rebaixamento da classificação de risco da empresa e consequente imposição de condições mais desfavoráveis para a tomada de empréstimos. A primeira oscilação negativa da classificação de grau de investimento, de BBB para BBB-, pela agência Standard & Poor’s, ocorreu em março de 2014.

Foi a partir dessa gestão que o “desinvestimento”, além de figurar nos PNG’s, a título de previsão, como uma das fontes de geração de caixa, começa a apresentar registro de operações concretas. A política de desinvestimento foi, desde então, adotada como diretriz pelas diretorias que se sucederam, vindo a assumir relevância crescente entre as operações da empresa nos anos seguintes.

Comumente, as operações de desinvestimento aparecem citadas nos relatórios consolidados encaminhados aos órgãos reguladores, ou nos PNG’s, como um dos itens que compõem os “pressupostos da financiabilidade” dos planos de investimentos da empresa. No PNG 2011-2015, por exemplo, havia uma previsão desse tipo, sob a denominação “desinvestimento e reestruturações”, com valor de US\$ 13,6 bilhões, mas que, no entanto, não apresentou nenhum resultado concreto no relatório relativo às

⁹¹ Durante 2014, esses índices mantiveram a tendência de crescimento, alcançando 40% e 4,07, respectivamente, no 2º trimestre de 2014. Esses dados confirmam que a deterioração dos índices de endividamento antecedeu o contrachoque dos preços ocorrido a partir de julho de 2014 (PETROBRAS, 2017h, 2017i).

⁹² Ou seja, do valor total do investimento projetado, equivalente a US\$ 220,6 bilhões, foi retirada a parcela relativa aos projetos vinculados à “carteira em avaliação” (PETROBRAS, 2014b).

operações da empresa em 2011. Os planos da gestão iniciada em 2012 especificam, igualmente, a perspectiva de geração de caixa mediante a venda de ativos: o PNG 2012-2016 registra uma meta de desinvestimento de US\$ 14,8 bilhões, “com foco em ativos no exterior”. No PNG 2013-2017 a meta de desinvestimento é de US\$ 9,9 bilhões, enquanto no PNG 2014-2018 a meta pode variar entre US\$ 5 a 11 bilhões, “a depender do apetite do mercado” (PETROBRAS, 2012b-2014b).

Entre 2012 e 2014, os recebimentos relativos à alienação de ativos (desinvestimento) somaram US\$ 7.840 milhões, com a seguinte distribuição: US\$ 276 milhões, em 2012; US\$ 3.820 milhões, em 2013; e US\$ 3.744 milhões, em 2014 (PETROBRAS, 2014a-2016a)⁹³. Em 2013, a maior parte dos recursos foi proveniente da alienação de 50% da participação em operações na África e da alienação da participação no bloco BC-10 (Parque das Conchas), no Brasil, operações que integrariam o chamado “Programa de Desinvestimento – PRODESIN” (PETROBRAS, 2014a). Já os ativos alienados em 2014 compõem uma lista variada: Brasil PCH S.A. (hidroeletricidade); UTE Norte Fluminense S.A. (termoeletricidade); Innova S.A. (petroquímica); Companhia de Gás de Minas Gerais (distribuição de gás); Petrobras Colombia Limited (PEC); Transierra S.A. (Bolívia); e Petrobras Energia Peru S.A. (PETROBRAS, 2015a).

Outra iniciativa alinhada com o “programa de ajuste” recomendado pelas agências de análise de risco e outros agentes do mercado, foi o lançamento, em janeiro de 2014, do “Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV”, que teria “*o objetivo de contribuir para a consecução dos objetivos de desempenho estabelecidos em nosso Plano Estratégico, incluindo a melhoria da nossa produtividade*” (PETROBRAS, 2015a)⁹⁴. Entre os argumentos apresentados em defesa do PIDV, aparece a tentativa de minimizar o impacto inevitável representado pela perda da memória técnica da empresa, o que seria superado por meio da “gestão do conhecimento” e da utilização de ferramentas de “gestão de sucessão”, instrumentos que

⁹³ Por vezes, são detectadas divergências nos dados relativos aos valores arrecadados com a política de desinvestimento, nos diferentes documentos divulgados pela empresa. No PNG 2012-2016, por exemplo, constam os valores de US\$ 3,4 bilhões, em 2012 e US\$ 7,3 bilhões, em 2013, não coincidentes com os valores mencionados acima, no corpo do texto, os quais foram retirados dos Relatórios apresentados à SEC (FORM 20F). Esse fato pode ser atribuído à demora na conclusão das transações relativas à venda de ativos que, além de estarem sujeitas à aprovação dos acionistas, devem ser submetidas à apreciação de diferentes órgãos reguladores e de controle. A isso são acrescidos os períodos em que essas transações encontram-se suspensas por decisões judiciais.

⁹⁴ O PNG 2014-2018, divulgado em fevereiro de 2014, após o lançamento do PIDV, não traz qualquer menção a esse programa.

se revelariam capazes de “preservar o conhecimento existente dentro da Petrobras”. Entre os resultados esperados é mencionada a necessidade de “ajustar o número de nosso pessoal às ... necessidades de negócios”, o que, no entanto, se mostrava contraditório com o volume de investimentos que foi previsto neste mesmo plano, o qual sinalizava para uma expansão, e não para uma retração das atividades da empresa.

O grupo-alvo do PIDV abrangia em torno de 12 mil empregados com idade acima de 55 anos, que seriam elegíveis a se aposentar com base nas regras do INSS até 31 de março de 2014, data final de adesão ao programa. Conforme as previsões divulgadas no relatório consolidado, “os incentivos financeiros previstos para os empregados do sistema Petrobras no programa foram estimados em R\$ 2,6 bilhões e a redução de custos da Petrobras deve chegar a R\$ 12,7 bilhões em 2018”. Até o final de 2014, 4.936 empregados se aposentaram segundo as diretrizes do programa, sendo que os “Gastos com PIDV” alcançaram US\$ 1.035 milhões naquele ano (PETROBRAS, 2015a).

4.2.3 Gestão Aldemir Bendine

A gestão iniciada em 2015, presidida por Aldemir Bendine, ex-presidente do Banco do Brasil, com uma nova composição em todos os cargos da diretoria, assumiu a empresa em meio a um quadro geral de crise econômica e política que atingia o País como um todo e que contribuiu para acentuar os problemas que a empresa já vinha enfrentando, desde o final de 2012, expressos pelo aumento do seu nível de endividamento e pela deterioração dos seus índices de “alavancagem”.

Esse quadro geral de crise é marcado também pela orientação explícita, assumida pelo governo federal, no sentido de priorizar a política de ajuste recomendada pelos organismos financeiros internacionais, sob a condução do novo ministro da fazenda, Joaquim Levy, um economista reconhecido como “profissional do mercado”, plenamente alinhado e comprometido com essa nova orientação. A política de ajuste deveria se materializar na forma de corte dos investimentos e dos gastos sociais, da austeridade fiscal, do controle da inflação etc., medidas defendidas como necessárias para reequilibrar a economia do país e recolocá-lo (!) em um ciclo de desenvolvimento (!), sem os “excessos” e “desajustes” identificados no período anterior.

Veio somar-se à crise econômica e política do país e à nova orientação adotada pelo governo federal, a mudança ocorrida no cenário mundial da indústria de petróleo e

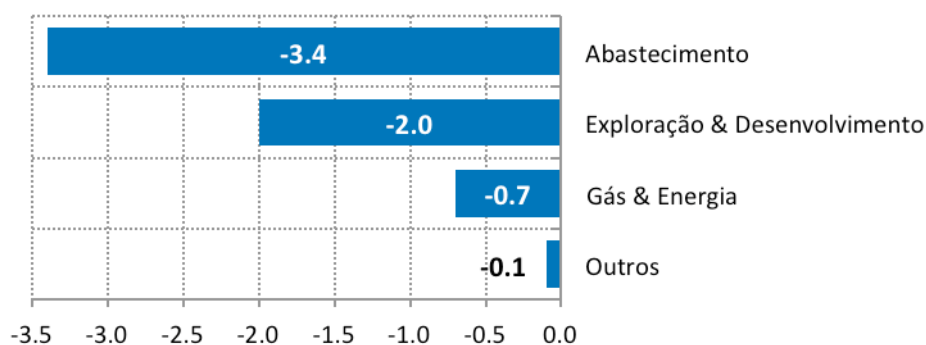
gás natural, que teve como principal componente a drástica redução do preço mundial do petróleo a partir de julho de 2014, que foi acompanhada, também, por uma mudança no cenário interno, marcado por uma aceleração do processo de desvalorização do real ante o dólar, que alcançou 46,6% em 2015, que culminou com o rebaixamento da classificação de risco do país e da empresa no segundo semestre de 2015.

O início dessa gestão coincidiu com o acirramento da crise desencadeada pelas denúncias de práticas de corrupção envolvendo alguns funcionários do alto escalão da própria empresa, em conluio com empresas fornecedoras e partidos políticos, momento em que se procurava ainda compreender qual era a extensão desse problema e dos prejuízos que foram impostos à empresa, o que provocou, inclusive, um grande atraso na divulgação do balanço auditado. Os resultados consolidados de 2014, finalmente divulgados, indicaram um prejuízo de grandes proporções, decorrente de baixas contábeis atribuídas a “pagamentos indevidos incorretamente capitalizados”, no valor de R\$ 6,2 bilhões, que estão demonstradas no Gráfico 46⁹⁵, e, principalmente, a “perdas por *‘impairment’*”, relacionadas com a reavaliação da viabilidade econômica de determinados projetos pelo fato de estes virem apresentando problemas na sua implementação ou terem sido afetados pela forte redução dos preços do petróleo no mercado mundial, resultando em perdas totais no valor de R\$ 44,6 bilhões (Gráfico 47).

⁹⁵ As perdas decorrentes da “Operação Lava-jato” são descritas de forma pormenorizada nas Notas Explicativas que acompanham o relatório consolidado da empresa referente ao ano de 2014 (Nota 3). Com base nas informações que foram divulgadas como resultado das investigações realizadas, a empresa identificou 27 membros de um cartel formado por fornecedores e empreiteiras que atuariam cobrando valores adicionais da companhia, que eram utilizados para realizar pagamentos indevidos. Com o objetivo de contabilizar o impacto dos referidos gastos adicionais que não deveriam ter sido capitalizados, a empresa desenvolveu uma metodologia para estimar o ajuste que deveria ter sido feito no ativo imobilizado, compreendendo os seguintes passos:

- (1) Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as companhias citadas como *membros do cartel* nos depoimentos tornados públicos e com base nessa informação, foram levantadas as empresas envolvidas e as entidades a elas relacionadas.
- (2) Identificação do período: foi concluído, com base nos depoimentos, que o período de atuação do *esquema de pagamentos indevidos* foi de 2004 a abril de 2012.
- (3) Identificação dos contratos: foram identificados todos os contratos assinados com as contrapartes mencionadas no passo (1) durante o período do passo (2), incluindo também os aditivos aos contratos originalmente assinados entre 2004 e abril de 2012. Em seguida, foram identificados os ativos imobilizados aos quais estes contratos se relacionam.
- (4) Identificação dos pagamentos: foi calculado o valor total dos contratos referidos no passo (3).
- (5) Aplicação de um percentual fixo sobre o valor total de contratos definido no passo (4): o percentual de 3%, indicado nos depoimentos, foi utilizado para estimar os gastos adicionais impostos sobre o montante total dos contratos identificados. (PETROBRAS, 2015a, p.113)

Perdas decorrentes da "Operação Lava-Jato"*: R\$ 6,2 bilhões



* Baixa referente a gastos adicionais capitalizados indevidamente

Gráfico 46: Perdas atribuídas a pagamentos adicionais capitalizados indevidamente (R\$ bilhões)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f)

Perdas por "Impairment" em 2014: R\$ 44,6 bilhões

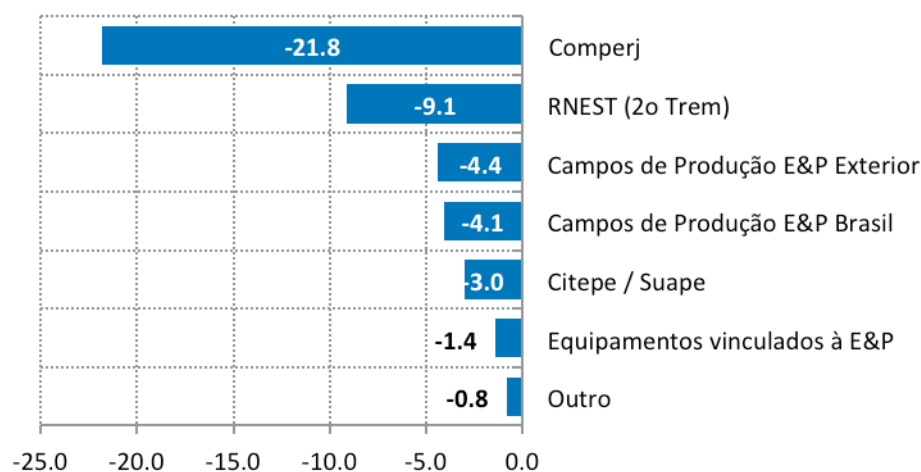


Gráfico 47: Perda no valor de recuperação de ativos – *Impairment* – 2014 (R\$ bilhões)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f)

Nota-se que as perdas mais significativas por “*impairment*” estão associadas aos dois principais projetos da empresa na área de refino – RNEST e COMPERJ – que contavam já com um grande volume de recursos investidos e estavam cercados por inúmeros questionamentos e incertezas. No entanto, a decisão da diretoria da empresa pela descontinuação ou postergação desses projetos, antes de qualquer discussão sobre qual seria a possível importância estratégica dos mesmos, no sentido de agregar valor ao petróleo bruto produzido no País, considerando-se as projeções de crescimento da produção, ou sobre quais seriam as possíveis alternativas para minimizar os prejuízos da empresa, diante do volume de investimento já realizado, teve como principal preocupação dar uma resposta ao mercado e “tranquilizar” os investidores e os órgãos de controle por meio da sinalização de uma redução do nível geral de investimentos, o

que constituía, acima de qualquer outra consideração, um requisito para o “saneamento” da empresa.

Nessa mesma linha, antes que a recente realidade de preços do petróleo mais reduzidos estivesse consolidada como um novo patamar, ao qual a indústria devesse se adaptar – cabe destacar que os preços apresentavam uma tendência de recuperação durante o 1º semestre de 2015 (Gráfico 9) – a diretoria da empresa promoveu uma baixa contábil de parte de suas reservas de petróleo, antecipando-se a iniciativas de outras empresas que eram igualmente impactadas pela queda dos preços, no que seria uma espécie de demonstração do seu firme compromisso com as “métricas do mercado”. Cabe ressaltar, no entanto, que, não fosse por essas baixas contábeis, que poderiam ter recebido outro tratamento por parte da diretoria, a empresa apresentaria um resultado positivo, considerando-se que os resultados operacionais no exercício indicam um lucro de R\$ 13,6 bilhões mesmo diante da queda de preços do petróleo e do desequilíbrio provocado pela perda de receitas e desvalorização do câmbio, em contraste com o prejuízo de R\$ 34,8 bilhões que foi divulgado oficialmente. Essa alternativa, descartada pela diretoria, foi demonstrada por meio da “simulação do resultado líquido consolidado 2015”, conforme a apresentação para os investidores realizada pela própria diretoria da empresa (Gráfico 48).

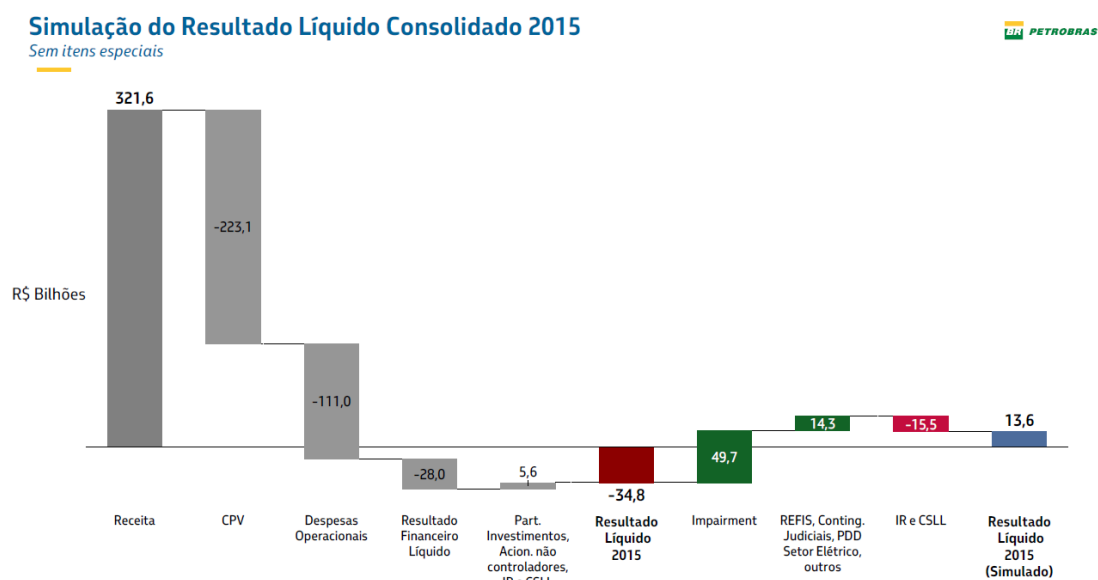


Gráfico 48: Simulação do Resultado Líquido Consolidado 2015 - Fonte: Petrobras (2016d)⁹⁶

⁹⁶ “A simulação do resultado líquido consolidado de 2015, sem os itens especiais. Nós observamos, pelo gráfico, que atingimos um resultado de 34,8 bilhões negativo, no ano 2015, e se nós retornarmos com *impairment* de 49,7 bilhões, REFIS, contingências judiciais, PDD do setor elétrico e outros, no montante

O PNG 2015-2019, divulgado somente em 29/6/2015, representou uma espécie de síntese de todo esse processo, na forma de uma verdadeira reformulação na estratégia da empresa, alinhando-a tanto às novas condições do mercado como à nova orientação do governo federal, comprometida com um “programa de ajuste” para o país. Essa nova estratégia implicou em uma forte redução nos investimentos, combinada com um agressivo programa de “desinvestimento”, tendo como principal objetivo obter uma redução dos indicadores de endividamento e de alavancagem. As metas de desalavancagem fixadas nesse novo plano eram de alcançar índices de “alavancagem líquida” abaixo de 40% e de “endividamento líquido/EBITDA” abaixo de 3,0 vezes, até 2018, o que incluía a projeção de que esses índices seriam reduzidos para os níveis recomendados pelo mercado - abaixo de 35% e de 2,5 vezes – somente em 2020.

A curva de produção de petróleo foi revista, sofrendo uma forte redução, com a previsão de que, em 2020, a produção alcançaria 2,8 Mbbbl/d, contra a previsão anterior de 4,2 Mbbbl/d, o mesmo ocorrendo no plano de investimentos, com a projeção de um investimento total equivalente a US\$ 130,3 bilhões, o que representa uma redução de 41,0% com relação ao valor previsto no PNG 2014-2018 (R\$ 220,6 bilhões). Mas essas metas foram ainda mais reduzidas na revisão do PNG 2015-2019, divulgada em 12/1/2016: a previsão da produção para 2020 passou para 2,7 Mbbbl/d, e o valor total dos investimentos para US\$ 98,4 bilhões, representando, agora, uma redução de 55,4% do valor estimado no PNG 2014-2018. Além da drástica redução, em termos absolutos, a distribuição do valor previsto para os investimentos entre as diferentes áreas de negócios, com uma concentração de 83% no E&P, contra 70% no plano anterior, indica uma forte contração dos investimentos nas demais áreas de negócio da empresa, condenadas a contar com recursos, basicamente, para a “manutenção das operações”.

Quanto ao programa de “desinvestimento”, este foi reiterado e ampliado no PNG 2015-2019: a meta estabelecida para 2015-2016 era de que a venda de ativos alcançasse US\$ 15,1 bilhões. Adicionalmente, previu-se, para 2017-2018 um desinvestimento total da ordem de US\$ 42,6 bilhões, distribuídos em “reestruturações de negócios”, “desmobilização de ativos” e “desinvestimentos adicionais”. A motivação desse programa e a forma de sua implementação foram definidos, no relatório consolidado da empresa, nos seguintes termos:

de 14,3 bilhões, descontarmos o Imposto de Renda de 15,5 bilhões, nós teríamos apurado um lucro de 13,6 bilhões, um lucro simulado, sem os itens especiais.” (PETROBRAS, 2016d)

Como parte do nosso Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019, anunciamos um programa de desinvestimento, a fim de melhorar a eficiência operacional, retornos sobre o capital e gerar caixa adicional para gerir nossa dívida. Esse programa contempla a venda de posições minoritárias, majoritárias ou posições integrais em algumas de nossas subsidiárias, afiliadas e ativos a investidores estratégicos ou financeiros ou através de ofertas públicas. Com base na nossa avaliação interna dos bens considerados para a venda para o período de 2015- 2016, esperamos receber rendimentos de aproximadamente US\$ 15,1 bilhões. (PETROBRAS, 2016a)

Mas a política de desinvestimento apresentou resultados concretos relativamente modestos em 2015, o que pode ser atribuído, parcialmente, aos problemas que envolveram a divulgação do balanço auditado, com o consequente atraso na divulgação do PNG 2015-2019, que se deu em 29/6/2015. O valor total arrecadado referente à alienação de ativos, no montante de US\$ 727 milhões, deveu-se, em sua maior parte, à venda de 49% da Gaspetro, uma holding que consolida as participações da Petrobras nas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil, e à venda de todos os ativos de exploração e produção na Bacia Austral, na Argentina.

Como já ocorrera em relação ao ano de 2014, os resultados consolidados de 2015 registraram um prejuízo de grandes proporções decorrente de perdas por *impairment* relacionadas com a reavaliação da viabilidade econômica de determinados projetos, com a ênfase recaindo sobre projetos de E&P no Brasil, nos quais foram registradas perdas de R\$ 33,7 bilhões ante uma perda total da ordem de R\$ 47,7 bilhões, conforme indicado no Gráfico 49.

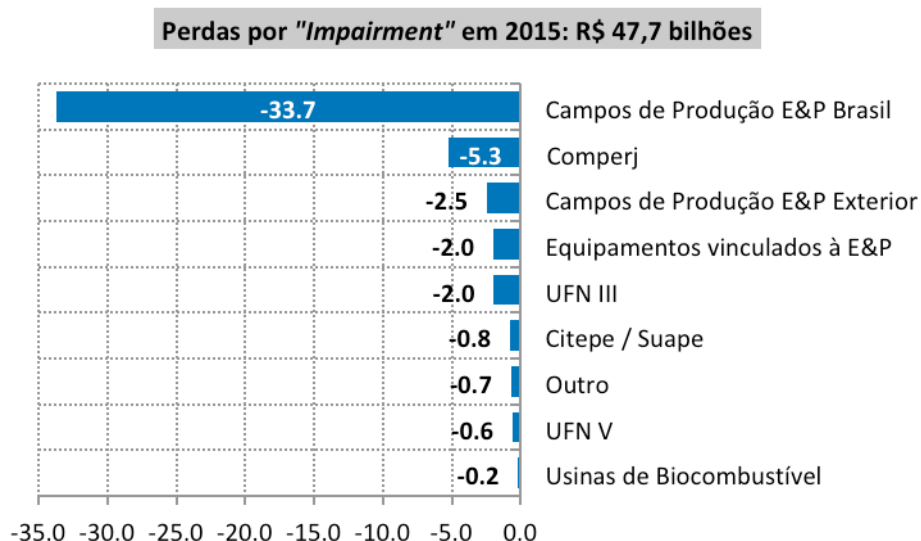


Gráfico 49: Perda no valor de recuperação de ativos – *Impairment* – 2015 (R\$ bilhões)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2016d)

Outro pilar do “programa de ajuste”, o Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV, teve continuidade sob essa nova gestão, chegando a um total de

6.554 funcionários aposentados por meio do programa, desde o seu lançamento, em 2014, até dezembro de 2015, sendo que os “Gastos com PIDV” durante este último ano alcançaram US\$ 115 milhões. Mas como os resultados obtidos no programa de ajustes, de uma maneira geral, e no PIDV, em particular, mostravam-se aquém do pretendido, uma das últimas medidas dessa diretoria, já em abril de 2016, propunha uma tal ampliação do PIDV que se tornava difícil prever o impacto dessa medida nas atividades da empresa:

[...] anunciamos um novo programa de incentivo a demissão voluntária, o (“PIDV 2016”), aberto a todos os nossos empregados, e desenhado para ajustar o tamanho de nossa força de trabalho do nosso Plano de 2015-2019, aumentando a produtividade e nos agregando valor [sic]. O PIDV 2016 foi desenvolvido com base na premissa de preservação de um número suficiente de funcionários para garantir a continuidade regular de nossas operações, enquanto ajustamos o tamanho de nossa força de trabalho em todos os seguimentos de trabalho. Estimamos que aproximadamente 12.000 empregados vão aderir ao PIDV 2016, e sua implementação irá custar cerca de R\$4,4 bilhões, enquanto gera uma economia de custo esperada de R\$ 33 bilhões para o período de 2016-2020. Nossos resultados das operações em 2016 serão impactados de maneira negativa, proporcionalmente à adesão de nossa força de trabalho ao PIDV 2016. O custo efetivo para a implementação do PIDV 2016 e o resultado exato desta medida de redução de custo dependerá de diversas variáveis. (PETROBRAS, 2016a)

Mas, diferentemente do que se poderia pensar, as incertezas que cercavam a implementação do PIDV eram compartilhadas pela própria diretoria da empresa, que não se furtou de alertar os investidores quanto ao impacto que a potencial escassez de pessoal especializado poderia produzir sobre as operações da empresa, o que aparece descrito com toda clareza no relatório consolidado de 2015, no tópico dedicado aos “fatores de risco”, nos seguintes termos:

Também poderíamos enfrentar uma potencial escassez de pessoal especializado. Anunciamos, recentemente, um novo programa de incentivo à demissão voluntária, aberto a todos os funcionários, e estimamos uma adesão de aproximadamente 12.000 funcionários. Se esse programa de demissão voluntária for implementado com êxito e **[não]⁹⁷ conseguirmos substituir adequadamente o pessoal especializado principal que optar pela adesão,** isso poderia afetar nossos resultados das operações e nossos negócios negativamente. [...] Nosso sucesso depende de nossa capacidade de continuar a treinar e qualificar nosso pessoal, de modo que assumamos posições seniores qualificadas no futuro. **Não podemos garantir que seremos capazes de treinar, qualificar ou reter adequadamente o pessoal de gestão sênior, ou fazê-lo sem custos ou atrasos, nem podemos garantir que conseguiremos encontrar novos gerentes seniores qualificados, caso haja necessidade. Toda falha poderá afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossos negócios.** (grifos nossos) (PETROBRAS, 2016a)

⁹⁷ O texto do parágrafo citado teve seu sentido alterado na versão em português. O texto original, em inglês, está disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416004364/pbraform20f_2015.htm#_Toc449000320 (página 28). Acesso em: 31 ago. 2017.

O cenário no ano de 2016 não era muito melhor do que aquele apresentado no início de 2015: A taxa média anual de desvalorização do real, apurada em 2015, atingiu 41,6%; o preço mundial do petróleo mantinha sua trajetória descendente, vindo a atingir seu nível mais baixo em janeiro de 2016; embora as dívidas total e líquida, em dólar, no final de 2015, fossem inferiores ao que fora apurado no final de 2014, os índices de alavancagem aumentaram, ao invés de diminuir; as agências de *rating* rebaixaram a classificação de risco do país e da Petrobras ao longo de 2015, estabilizando um novo patamar ainda mais reduzido no início de 2016 etc.. O relatório consolidado do exercício de 2015 sintetiza o diagnóstico sobre as origens da crise que atingia a empresa, segundo a leitura das agências de *rating*:

Em fevereiro, setembro e dezembro de 2015 perdemos nossos graus de investimento no *rating* das agências de classificação de crédito Moody, S&P e Fitch, respectivamente. Desde então, temos sofrido novos rebaixamentos. As agências de classificação de crédito continuam a expressar preocupação sobre (i) nossa liquidez e capacidade de cumprir obrigações de capital e pagamento de juros com vencimento a curto e médio prazos, (ii) o tamanho total da nossa dívida, (iii) o aumento do nosso endividamento e alavancagem ao longo dos últimos anos, (iv) o declínio significativo nos preços internacionais do petróleo bruto, (v) a forte desvalorização do real e (vi) os desafios envolvidos na implementação do nosso programa de desinvestimento. (PETROBRAS, 2016a)

4.2.4 Gestão Pedro Parente

A crise política do país precipitou-se na aprovação do *impeachment* da presidente eleita, em maio de 2016, resultando na substituição dos titulares dos principais cargos da estrutura de governo, incluindo os cargos de direção das empresas estatais. No início de junho de 2016, tomou posse o novo presidente da Petrobras, Pedro Parente, em substituição a Aldemir Bendine, mantendo-se inalterados os demais cargos da diretoria.

O plano de investimentos divulgado pela nova diretoria guarda muitas semelhanças com o PNG 2015-2019, representando, em termos práticos, uma radicalização das principais metas e das estratégias definidas por este último. A previsão de investimentos, que era de US\$ 98,4 bilhões na última versão do PNG 2015-2019, reduziu-se ainda mais, passando para US\$ 74,1 bilhões no PNG 2017-2021, mantendo-se uma distribuição percentual semelhante, com 82% do total de recursos destinados para investimentos em E&P. Os investimentos no pré-sal (concessão, cessão onerosa e

partilha/Libra) correspondem a 66% da soma dos investimentos totais em exploração e no desenvolvimento da produção.

A curva de produção de petróleo manteve-se praticamente inalterada em relação ao plano anterior, com a previsão de que seja atingida uma produção total de 2,07 MMbbl/d, em 2017, e de 2,77 MMbbl/d, em 2021 (na revisão do PNG 2015-2019 a meta para 2020 fora fixada em 2,70 MMbbl/d). Segundo a projeção desse novo plano, em 2017 e 2018, a produção permaneceria estável, meta que, a princípio, mostra-se defasada com a previsão de início de operação de três sistemas de produção, em 2017, e de cinco sistemas de produção, em 2018 (ver Figura 7). O plano destaca os ganhos de eficiência representados pela maior produtividade dos poços no pólo pré-sal da Bacia de Santos, que resulta em uma redução de 25% da quantidade de poços necessários para atingir a capacidade máxima de produção das UEP's; e pelo menor tempo despendido tanto na construção dos poços – de 310 dias, em 2010, para 89 dias, em 2016 – como na interligação dos poços com a plataforma, com uma redução em torno de 60% do tempo total. Esses indicadores incluem-se, possivelmente, entre os fatores que justificariam a necessidade de um menor volume de investimentos para a viabilização dos novos sistemas de produção previstos, ressalvando-se a inexistência de elementos suficientes para avaliar a compatibilidade entre as diferentes projeções incluídas no plano.

O PNG 2017-2021 procura dar uma sinalização mais contundente para o mercado do compromisso com a “política de ajuste”, antecipando o calendário de redução dos níveis de endividamento da empresa de 2020 para 2018: a previsão do novo plano é de que, até 2018, o índice de “alavancagem líquida” fique abaixo de 35% e o índice de “endividamento líquido/EBITDA” fique abaixo de 2,5 vezes, ante índices de 60% e 5,3 vezes, respectivamente, apurados no final em 2015.

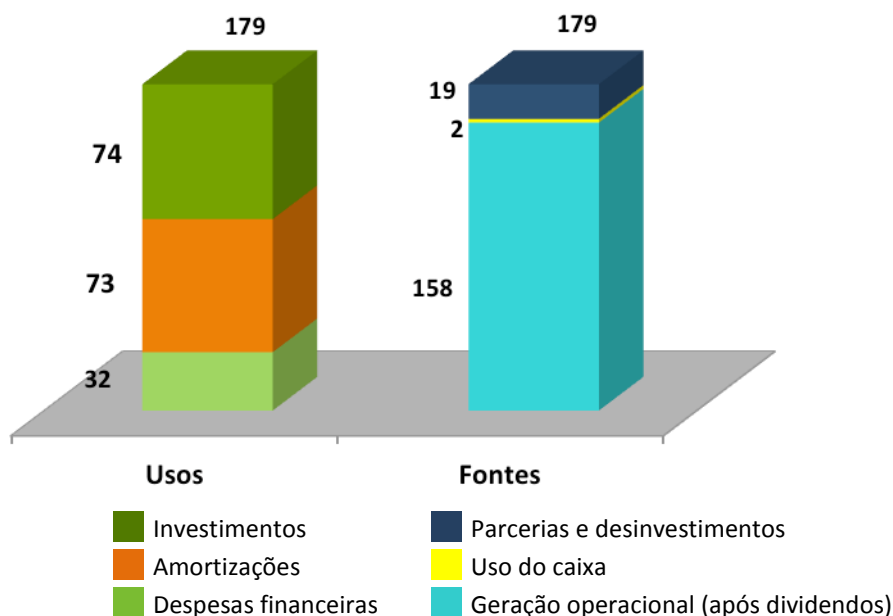
Como parte desse mesmo “compromisso”, as “parcerias e desinvestimentos” ganham maior destaque, assumindo a condição de uma das principais estratégias da empresa - “atuar com ênfase em parcerias e desinvestimentos como elementos-chave para a geração de valor” – e, também, mediante o papel a ela atribuído na viabilização de outras estratégias associadas diretamente às atividades operacionais da empresa.

O programa de “desinvestimentos” divulgado pelo plano reafirma a meta estabelecida para 2015-2016, com a previsão de que a venda de ativos alcançaria US\$ 15,1 bilhões, e redefine a meta para 2017-2018, com um desinvestimento total da ordem

de US\$ 19,5 bilhões⁹⁸, valor relativamente “modesto” quando comparado ao valor de US\$ 42,6 bilhões que foi projetado pelo PNG 2015-2019 para o mesmo período.

Uma melhor compreensão sobre a estratégia que orienta o PNG 2017-2021 exige uma análise sobre a relação entre, por um lado, as metas estabelecidas para os investimentos, os índices de alavancagem e o programa de “desinvestimentos e parcerias”, e, por outro lado, as projeções globais relativas aos compromissos financeiros e aos recursos considerados para fazer frente aos mesmos.

Os compromissos financeiros da empresa no período 2017-2021 incluem os investimentos (US\$ 74 bilhões), as amortizações (US\$ 73 bilhões) e as despesas financeiras (encargos com juros, US\$ 32 bilhões), perfazendo um valor total de US\$ 179 bilhões para os chamados “usos”. Na projeção relativa aos recursos necessários para fazer frente a esses compromissos (as chamadas “fontes”), a empresa contaria, basicamente, com recursos gerados diretamente pelas suas atividades (“geração operacional”, US\$ 158 bilhões) e com os recursos que seriam gerados pelo programa de “desinvestimentos e parcerias” (US\$ 19 bilhões), os quais são classificados como “essenciais para viabilizar a totalidade dos investimentos projetados”, não havendo, nesse cenário, previsão quanto à necessidade de novas captações líquidas. Chega-se ao valor total das “fontes” (US\$ 179 bilhões) mediante a soma das duas parcelas especificadas com a parcela referente ao “uso do caixa” (US\$ 2 bilhões) (Gráfico 50) (PETROBRAS, 2016b).



⁹⁸ Na divulgação dos resultados de 2016/4T2016, a meta de desinvestimentos foi reajustada de US\$ 19,5 bilhões para US\$ 21 bilhões, enquanto a meta de investimentos foi reajustada de US\$ 74,1 bilhões para US\$ 74,5 bilhões (PETROBRAS, 2017o)

Gráfico 50: PNG 2017-2021: Usos e Fontes (US\$ bilhões).
Fonte: Petrobras (2016b)

Esses dados revelam que a “geração operacional”, somada ao “uso de caixa”, respondem por 89% do valor total das “fontes”, cabendo aos recursos que seriam gerados pelos “desinvestimentos e parcerias” uma participação correspondente a pouco mais de 10% do valor total, o que é suficiente para demonstrar que haveria a opção de a empresa realizar novas captações líquidas, em volumes reduzidos relativamente à sua movimentação financeira total, como alternativa à venda de ativos, o que possibilitaria a preservação de sua posição em diversos segmentos de mercado mesmo em um cenário de restrições financeiras e de menor volume de investimentos⁹⁹.

Uma nuance em relação ao plano anterior transparece na maior ênfase atribuída ao programa de “parcerias”, que ocupa papel central em duas estratégias operacionais: “priorizar o desenvolvimento da produção em águas profundas, atuando prioritariamente em parcerias estratégicas, congregando competências técnicas e tecnológicas”; e “reduzir o risco da Petrobras na atuação em E&P, Refino, Transporte, Logística, Distribuição e Comercialização por meio de parcerias e desinvestimentos”. No entanto, o plano não traz qualquer especificação sobre quais seriam as “competências técnicas e tecnológicas” que a empresa deveria buscar para o “desenvolvimento da produção em águas profundas” e, muito menos, sobre quais seriam os “riscos” existentes e o quão críticos estes se revelariam, em segmentos de mercado tão diversos, nos quais, de uma forma geral, a empresa possui uma posição sólida.

Outra estratégia - “promover política de preços de mercado e maximização de margens na cadeia de valor” - não aparece associada, de forma explícita, ao programa de parcerias, mas tem como uma de suas principais motivações a criação de condições de mercado que proporcione segurança para as potenciais “empresas parceiras” no setor de refino, por exemplo, de onde se pode depreender que a aludida necessidade de “mitigação do risco” tem como destinatário essas “empresas parceiras” que se quer atrair e não o interesse da própria Petrobras.

⁹⁹ No caso, seria necessário levar em conta que a manutenção dos ativos que estariam sendo “ofertados” pela direção da empresa também exigiria certo volume de recursos para novos investimentos, mas este seria ínfimo diante dos valores projetados para os projetos que foram preservados nas áreas de E&P, Refino e G&E. Por outro lado, a sujeição de toda e qualquer meta operacional da empresa à meta quase exclusiva de redução da alavancagem fica nítida quando se verifica uma forte contração do valor dos investimentos, simultaneamente à meta de redução considerável do valor da dívida (amortização elevada sem contrair novas dívidas), o que tem como consequência inevitável uma redução tanto do tamanho da empresa como de sua participação no mercado.

Na ausência de um diagnóstico e de qualquer comparação entre o citado programa e outras possíveis alternativas, o plano limita-se a elencar quais seriam os “benefícios” das parcerias: “compartilhamento de riscos”; “desoneração de investimentos”; “aumento da capacidade de investimento na cadeia”; “intercâmbio tecnológico”; e “fortalecimento da governança corporativa”. O comprometimento do PNG 2017-2021 com o programa de “parcerias e desinvestimentos” é de tal ordem que este chega a incluir projeções relativas a qual seria o comportamento de outros agentes do mercado – iniciativa que pode ser qualificada, no mínimo, como temerária -, quando afirma que este programa alavancaria “investimentos adicionais que podem superar US\$ 40 bilhões nos próximos dez anos”, valor esse que, conforme ressaltado no documento, não consideraria os “investimentos de fornecedores no aumento da capacidade produtiva” (PETROBRAS, 2016b).

A adoção de uma postura mais agressiva com relação ao abandono de determinados segmentos de atividades surge, como um corolário mais ou menos esperado, da ênfase atribuída ao programa de “desinvestimentos e parcerias”, constituindo uma das “estratégias” da empresa, explicitadas no PNG 2017-2021, conforme transcrito a seguir:

Otimizar o portfólio de negócios, saindo integralmente das atividades de produção de biocombustíveis, distribuição de GLP, produção de fertilizantes e das participações em petroquímica, preservando competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento. (PETROBRAS, 2016b)

Mas, a flagrante contradição que existe entre a decisão de “sair integralmente” das atividades especificadas e a pretensa intenção de “preservar competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento”, na forma como aparece na frase que define a “estratégia”, não é a única presente no PNG 2017-2021 com relação a essa questão. Ela transparece na estratégia relativa ao “desenvolvimento de competências tecnológicas”, cujo objetivo seria de abrir “opções para atuação competitiva em tecnologias de baixo carbono, energias renováveis e integração refino-petroquímica”, e nos conteúdos de alguns “direcionamentos estratégicos para o longo prazo” incluídos no plano, conforme especificado a seguir: “buscaremos usos alternativos de maior valor agregado para o petróleo, incluindo a integração refino-petroquímica”; “ampliaremos nossas competências em energias renováveis para permitir o retorno a estas atividades, em bases competitivas, a médio e a longo prazos”; “continuaremos a ser a maior companhia integrada de energia do Brasil, em petróleo e gás e com crescente participação nas energias alternativas” etc..

Como se pode verificar pelo conteúdo dos tópicos citados, a empresa manteria objetivos relacionados à “integração refino-petroquímica”, à “ampliação de competências em energias renováveis” e à “crescente participação nas energias alternativas”, além de continuar se definindo como uma “empresa integrada de energia”, conforme aparece inscrito no texto que define a “visão” da empresa e orienta a formulação de suas estratégias, embora esteja, no presente, “saindo integralmente” de atividades diretamente relacionadas aos citados “direcionamentos estratégicos”.

Pode-se identificar outras contradições quando se confronta as estratégias de “maximizar a geração de valor da cadeia de gás”, associada à “participação na cadeia de gás natural como combustível de transição para o longo prazo”, e de “reestruturar os negócios de energia, consolidando os ativos termelétricos e demais negócios desse segmento, buscando a alternativa que maximize o valor para a empresa” (sabendo-se, neste último caso, que a maior parte das termelétricas tem o gás natural como o seu principal combustível), com outra estratégia, não incluída de forma explícita no plano, mas colocada em prática pela empresa, que consiste na venda quase total de sua participação nos gasodutos de transporte, que constituem a principal infra-estrutura gaseífera do País.

É fato, no entanto, que esses lapsos e contradições são apenas formais e refletem as dificuldades que a atual diretoria da empresa enfrenta para assumir, de forma explícita, os objetivos da “política de ajuste”, dado a resistência que essa política enfrenta por parte de setores da sociedade que defendem o fortalecimento da empresa no mercado interno e no contexto da indústria mundial do petróleo, segundo a expectativa do possível papel que a empresa poderia desempenhar como indutora de uma política de desenvolvimento industrial e como um instrumento da soberania energética do País. Mas, no que se refere à implementação, mesmo enfrentando essas resistências, a diretoria da empresa vem conseguindo, em termos práticos, dar curso à “política de ajuste” nos termos formulados, conforme é demonstrado por resultados e iniciativas que serão comentadas mais adiante.¹⁰⁰

Como comentário final sobre o conteúdo do PNG 2017-2021, este traz o registro dos principais resultados referentes à “redução de custos com pessoal”, que se traduz na

¹⁰⁰ Os bancos e fundos de investimento exercem um rigoroso monitoramento sobre a implementação da “política de ajuste”, mantendo-se atentos para que não ocorra um “desvio” das metas estabelecidas. Isso pode ser constatado nos áudios e transcrições das conferências - *webcast* e teleconferência - realizadas com analistas e investidores para a apresentação das informações referentes aos resultados trimestrais da empresa, em especial a partir de 2015, que estão disponíveis em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>.

redução de 9.270 empregados, a maior parte dos quais inscritos no PIDV 2014-2016, com uma parcela (2.470) atribuída ao PIDV lançado em 2016. Como meta, esperava-se o desligamento, até meados de 2017, de um contingente adicional de 9.670 empregados, dos quais 400 seriam remanescentes do PIDV 2014.

Adicionalmente, o plano registra uma redução dos prestadores de serviços, somando um contingente de 114.000 trabalhadores - entre “prestadores de serviços de obras e montagens, administrativos, de operação, de paradas programadas e do exterior” - que foram desligados da empresa desde dezembro de 2014.

Alguns dos principais resultados apresentados pela gestão presidida por Pedro Parente, ao final do primeiro exercício em que a empresa esteve sob seu comando, traduzem uma continuação da “política de ajuste” que foi iniciada ainda na gestão de Graça Foster, mas que tomou forma mais definida na gestão de Aldemir Bendine, sendo depois “radicalizada” na atual gestão. Ratificando a metodologia já estabelecida na elaboração dos relatórios consolidados dos dois exercícios anteriores, os resultados consolidados de 2016 indicaram um prejuízo ainda de grandes proporções, decorrente de baixas contábeis atribuídas a “perdas por *impairment*”, com uma participação mais significativa de campos de E&P no Brasil e de equipamentos vinculados a E&P, resultando em perdas totais no valor de R\$ 20,3 bilhões, conforme demonstrado no Gráfico 51.

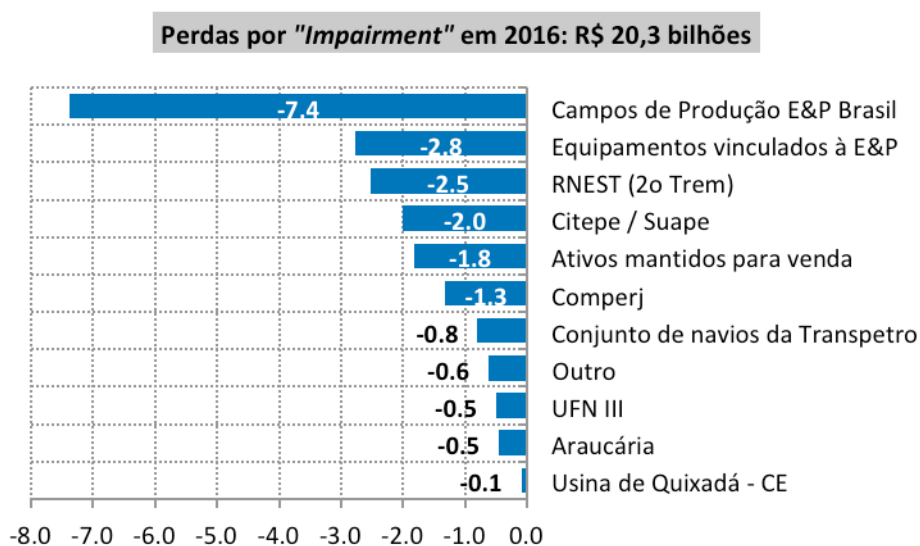
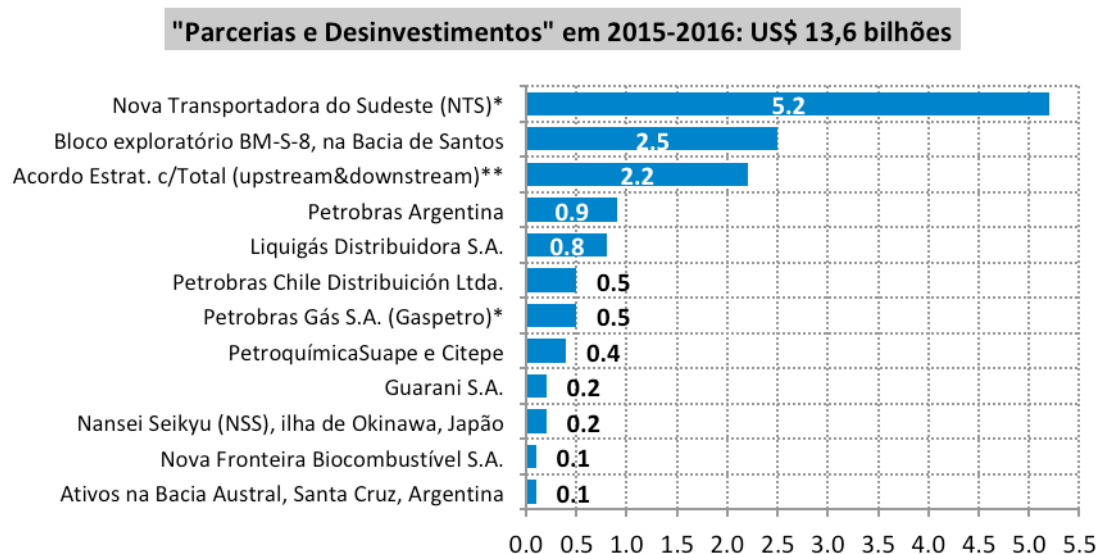


Gráfico 51: Perda no valor de recuperação de ativos – *Impairment* – 2016 (R\$ bilhões)
 Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2017o)

Corroborando o que foi dito acima, sobre a linha de continuidade existente entre as duas últimas gestões da Petrobras, o resultado do programa de “parcerias e

desinvestimentos” foi apresentado de forma consolidada para os exercícios 2015 e 2016, no relatório referente este último ano, indicando um valor total arrecadado, referente à alienação de ativos, no montante de US\$ 13,6 bilhões, com destaque para a Nova Transportadora do Sudeste (NTS), com o valor US\$ 5,2 bilhões, e para o Bloco exploratório BM-S-8 (Carcará), na Bacia de Santos, e o “Acordo Estratégico com a Total”, com valores de US\$ 2,5 bilhões e de US\$ 2,2 bilhões, respectivamente (Gráfico 52).



* Parcial: Nova Transportadora do Sudeste (NTS) - 90%; Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) - 49%

** Condições específicas para diferentes ativos

Gráfico 52: Arrecadação com “Parcerias e Desinvestimentos” em 2015-2016 (R\$ bilhões)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2017p)

O “Acordo Estratégico com a Total” abrange os seguintes acordos específicos: estudos exploratórios conjuntos na Margem Equatorial e na Bacia de Santos; parceria tecnológica nas áreas de petrofísica digital, processamento geológico e sistemas de produção submarinos; cessão de direitos de 22,5% da Petrobras para a Total da área de Iara; cessão de direitos de 35% e operação do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9, ficando a Petrobras com 10%; 50% de participação na Termobahia, incluindo as térmicas Rômulo de Almeida e Celso Furtado; e opção de aquisição pela Petrobras de 20% de participação no bloco 2 da área de Perdido Foldbelt, no setor mexicano do Golfo do México (PETROBRAS, 2017p).

4.2.5 O impacto da “política de ajuste” nos resultados financeiros líquidos da Petrobras no período 2014-2016

Conforme o que foi apresentado nas subseções anteriores, as principais iniciativas das últimas diretorias da Petrobras configuraram uma “política de ajuste” que pode ser sintetizada nas medidas ou diretrizes descritas a seguir:

- a) Redução das metas de produção de petróleo acompanhada por uma expressiva redução dos investimentos (Gráficos 53 e 54), com cancelamento ou alongamento do cronograma de diversos projetos;

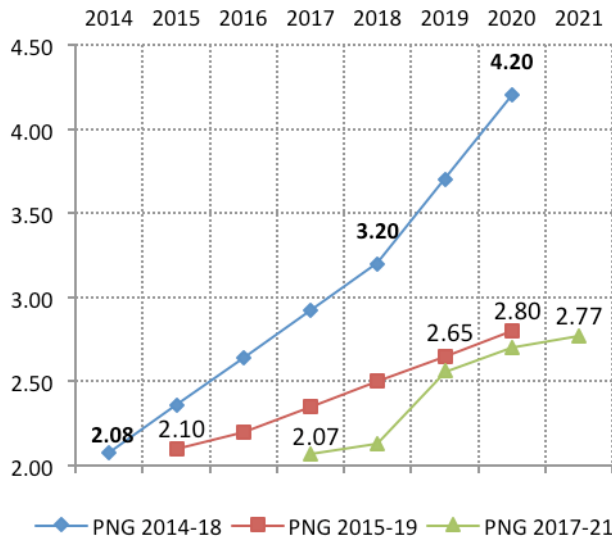


Gráfico 53: Meta de Produção (MMbbl/d)

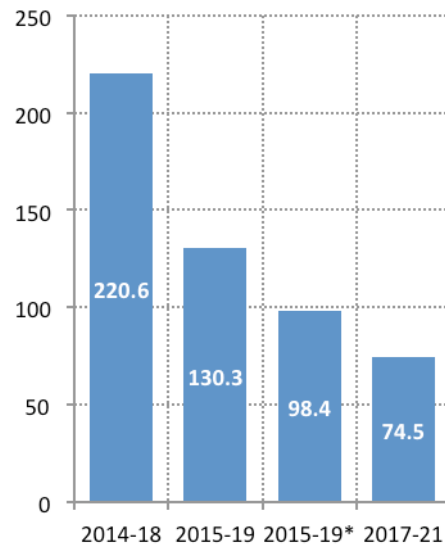


Gráfico 54: Meta de Investimento (R\$ bilhão)

Fonte: elab. própria; dados Petrobras (2014b-2016b)

- b) Submissão incondicional aos critérios de classificação das agências de classificação de risco e aos ditames dos órgãos reguladores do mercado financeiro, que se traduziu na adoção de metas de desalavancagem que atenderiam aos índices “recomendados” por esses órgãos - “alavancagem líquida” abaixo de 35% e “endividamento líquido/EBITDA” abaixo de 2,5 vezes - em um prazo extremamente curto: até 2020 ou até 2018, segundo o PNG 2015-2019 e o PNG 2017-21, respectivamente, o que desconsiderou o quadro que foi criado na indústria a partir da queda dos preços do petróleo iniciada em 2014 e o impacto da desvalorização cambial sobre os indicadores de alavancagem e, especificamente, a influência exercida por estes fatores sobre a situação da Petrobras e das atividades de E&P em águas profundas, nas condições especiais do pré-sal, em comparação com a situação de outras empresas e de outras regiões produtoras de petróleo;

- c) Política agressiva de desinvestimento, com a venda de ativos relevantes em diversos segmentos (E&P; Gás & Energia – Gaspetro; Distribuição de Derivados – Petrobras Distribuidora e Liquigás) ou com o abandono completo de parte de suas atividades (biocombustíveis e petroquímica) (ver Gráfico 52);
- d) Incremento de “parcerias” com empresas internacionais em projetos que envolvem toda a cadeia da indústria, incluindo participação em projetos de E&P e acenos para uma possível participação em refinarias;
- e) Tratamento contábil de perdas que resultaram na apuração de “resultados negativos” em 2014 e 2015:
 - e.1) Baixa de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados relacionados às investigações sobre práticas de corrupção com participação de ex-funcionários da empresa (investigações da “Operação Lava-jato”);
 - e.2) Perdas por *impairment* relacionadas à reavaliação da viabilidade econômica de projetos de E&P em função do efeito da queda dos preços mundiais do petróleo nas condições de mercado, ou às decisões da própria diretoria da empresa de cancelar ou adiar determinados projetos dos demais segmentos, as quais foram atribuídas às mudanças nas condições de mercado, mas que teriam o objetivo, também, de reduzir os investimentos em áreas consideradas não prioritárias. As perdas acumuladas por *impairment*, no período 2014-2016, que somam R\$ 112,6 bilhões, estão demonstradas no Gráfico 55¹⁰¹, agrupadas segundo os segmentos de atividades.

¹⁰¹ O Gráfico 55 representa uma consolidação dos dados antes demonstrados nos Gráficos 47, 49 e 51.

Perdas por "Impairment" de 2014 a 2016: R\$ 112,6 bilhões

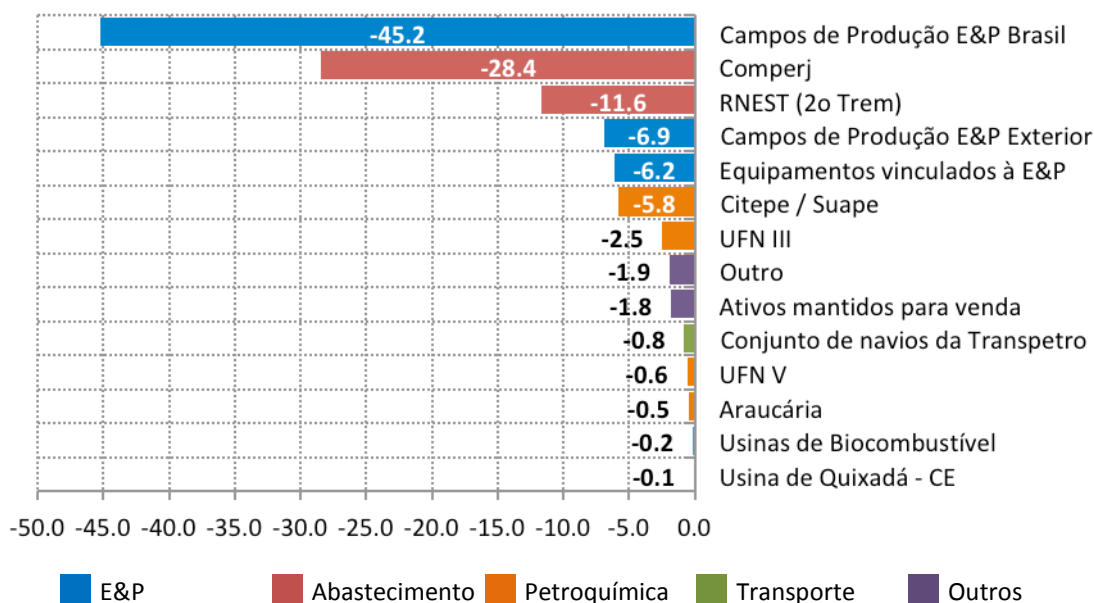


Gráfico 55: Perda no valor de recuperação de ativos – *Impairment* – 2014 a 2016 (R\$ bilhões)
 Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017o)

f) Implementação do PIDV – Programa de Incentivo à Demissão Voluntária, que consolida a decisão de restringir as áreas de atividades e reduzir o tamanho da empresa, com a perda irreversível do conhecimento técnico acumulado¹⁰².

Dando sequência à análise sobre a “política de ajuste”, importa verificar como os resultados econômico-financeiros da empresa, no período 2014 a 2016, foram afetados pelas baixas contábeis que foram promovidas nesse período, somadas a fatores como a desvalorização cambial e o aumento das despesas financeiras. Assim, a Tabela 30 apresenta o resultado líquido consolidado da empresa nesse período. Como forma de estabelecer uma comparação, foi incluído, também, o ano de 2013, em que não havia um processo de crise instalado na empresa.

¹⁰² O Relatório da Administração 2016 registra o desligamento de um total de 12.190 funcionários, como resultado do PIDV 2014 (7.634) e do PIDV 2016 (11.886). Consta ainda a previsão, com base no número total de empregados inscritos até 31/12/2016 e considerando possíveis desistências, de que mais 6.502 empregados deverão ser desligados no âmbito do PIDV 2016. O valor total de indenizações com os PIDVs 2014 e 2016 foi de R\$ 3,7 bilhões, enquanto há expectativa de que o “retorno financeiro” do programa, até 2021, seja de R\$ 18,9 bilhões, com base na estimativa e no cálculo de financiabilidade do PNG 2017-2021. Há, adicionalmente, registro de 972 desligamentos na Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014 e PIDV BR 2015), com previsão de novos desligamentos no PIDV BR 2016, no qual foi contabilizada a adesão de 1.105 funcionários (PETROBRAS, 2017p).

Como se pode verificar na Tabela 30 e no Gráfico 56, o resultado líquido consolidado registra prejuízos por três anos seguidos, equivalentes a R\$ 21,6 bilhões, R\$ 34,8 bilhões e R\$ 14,8 bilhões, em 2014, 2015 e 2016, respectivamente.

Tabela 30: Resultado Líquido Consolidado 2013-2016 (R\$ Bilhão)
Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017n)

	2013	2014	2015	2016
Receita Operacional Líquida	304,9	337,3	321,6	282,6
Custo dos produtos e serviços vendidos	-235,0	-256,8	-223,1	-192,6
Lucro Bruto	69,9	80,4	98,6	90,0
Despesas Operacionais	-35,5	-101,8	-111,0	-72,9
Lucro Operacional	34,4	-21,3	-12,4	17,1
Resultado Financeiro	-6,2	-3,9	-28,0	-27,2
Participação em Investimentos	1,1	0,5	-0,8	-0,6
Participações dos empregados	-1,1	-1,0	0,0	0,0
Lucro Antes IR/CSLL	28,2	-25,8	-41,2	-10,7
Impostos	-5,1	3,9	6,1	-2,3
Participação dos Acionistas não controladores	-0,6	-0,3	-0,3	1,8
Resultado Líquido	23,6	-21,6	-34,8	-14,8

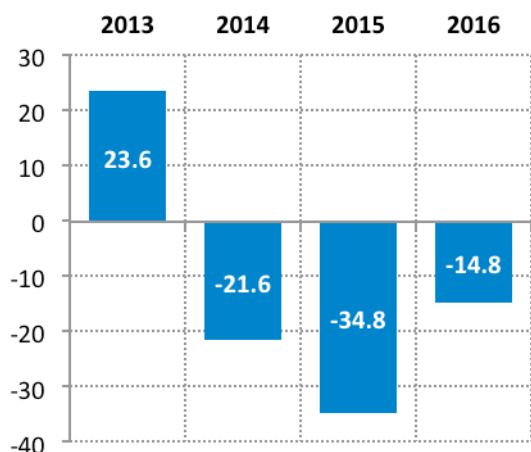


Gráfico 56: Resultado Líquido 2013-2016 (R\$ bilhões)
Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017n)

Mas a leitura da Tabela 30 permite identificar, também, que o resultado direto das operações da empresa, expresso pelo valor do “Lucro Bruto”, apresenta valores positivos em todos os anos e, ao mesmo tempo, que houve uma variação atípica dos valores registrados nos itens “Despesas Operacionais” e “Resultado Financeiro”, de 2014 a 2016, os quais se mostram determinantes para a apuração de valores negativos nos resultados líquidos no período em questão, conforme assinalado acima, fazendo-se necessário, então, efetuar uma análise específica sobre os fatores que influíram para que estes dois itens apresentassem esse comportamento.

Na Tabela 31 são apresentados os valores desagregados das rubricas que constituem as “Despesas Operacionais”. Entre as rubricas que apresentam as maiores variações aparecem as despesas com *impairment* (em 2014, 2015 e 2016) e as despesas relativas à baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (em 2014), estas últimas, conforme já destacado, decorrentes dos prejuízos provocados pelo esquema de corrupção objeto de investigação da “Operação Lava Jato”.

Tabela 31: Despesas Operacionais 2013-2016 (R\$ Bilhão)
 Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017n)

	2013	2014	2015	2016
Vendas	-10,6	-16,0	-15,9	-13,8
Gerais e administrativas	-10,8	-11,2	-11,0	-11,5
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	-6,4	-7,1	-6,5	-6,1
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	-2,4	-2,6	-2,0	-1,8
Tributárias	-1,7	-1,8	-9,2	-2,5
Reversão/perda no valor de recuperação de ativos – <i>Impairment</i>	-1,2	-44,6	-47,7	-20,3
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	0,0	-6,2	0,0	0,0
Outras despesas líquidas	-2,3	-12,2	-18,6	-16,9
Despesas Operacionais	-35,5	-101,8	-111,0	-72,9

Mas, há diversas outras despesas, classificadas sob a rubrica “Outras despesas líquidas”, que também contribuíram para o registro de prejuízo operacional, em 2014 e 2015, e para o registro de um lucro operacional relativamente reduzido, em 2016, a exemplo das despesas relacionadas com provisionamento para o PIDV (R\$ 2,4 bilhões e R\$ 4,1 bilhões, em 2014 e 2016, respectivamente); com processos judiciais (R\$ 5,6 e R\$ 4,8 bilhões, em 2015 e 2016, respectivamente); com a revisão atuarial do Plano de pensão (R\$2,4 bilhões, R\$3,8 bilhões e R\$5,0 bilhões, em 2014, 2015 e 2016, respectivamente); além de outras despesas, tais como: créditos de liquidação duvidosa; reclassificação de perdas com depreciação cambial; cancelamento de projetos; provisão para perdas com o setor elétrico etc. (PETROBRAS, 2015a-2017a).

O item referente às despesas “Tributárias” também apresenta valores relativamente elevados (e excepcionais), em 2015, da ordem de R\$ 9,2 bilhões (conforme a Tabela 31), que decorreram da adesão ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS e aos Programas de Anistias Estaduais.

No Gráfico 57, que tem como base os valores indicados na Tabela 31, são comparados os valores dos grupos de despesas que apresentaram um comportamento atípico – “despesas com *impairment*”, “despesas com a baixa de gastos adicionais”, “outras despesas líquidas” e “tributárias” – com a parcela que corresponde à soma dos valores referentes às demais despesas – “Vendas”, “Gerais e administrativas”, “Custos

exploratórios para extração de petróleo e gás” e “Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico” - agrupadas sob a denominação “Demais Despesas Operacionais”. Pode-se verificar, que esta última parcela, que corresponde ao agrupamento das despesas mais comuns, apresenta um comportamento relativamente homogêneo em todo o período, incluindo o ano de 2013, com valores oscilando na faixa entre o mínimo de R\$ 30 bilhões (2013) e o máximo de US\$ 37 bilhões (2014).

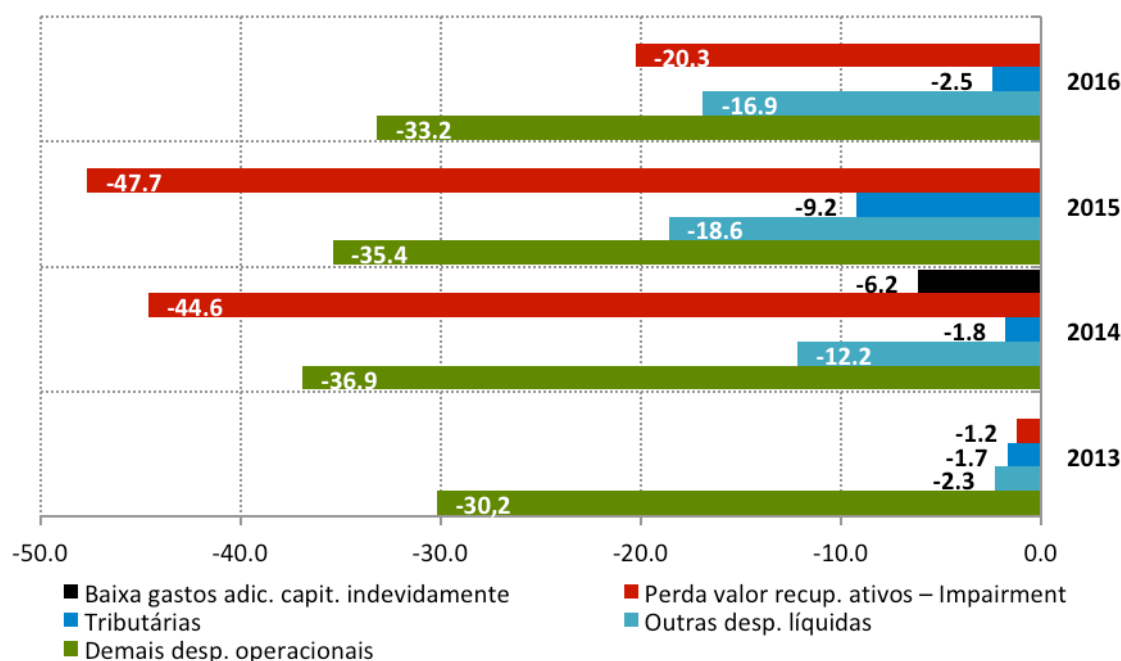


Gráfico 57: Despesas Operacionais 2013-2016 (R\$ Bilhão)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017n)

Mas o Gráfico 57 evidencia, também, o impacto significativo de despesas com os chamados “itens especiais”, como é o caso das despesas com *impairment* e das despesas classificadas sob a rubrica “outras despesas líquidas”, que foram determinantes para que fosse apurado um resultado líquido negativo, conforme foi antes demonstrado no Gráfico 48, que indica a simulação de um resultado líquido positivo quando esses itens são excluídos.

Outra conclusão que pode ser extraída da leitura do Gráfico 57, é que as despesas com a “baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente”, com registro apenas em 2014, quando comparadas com os demais “itens especiais”, exercem uma influência apenas marginal no resultado líquido da empresa. Isso fica ainda mais evidente quando se efetua uma análise sobre o período 2014-2016: as despesas com “Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente”, no valor total de R\$ 6,2 bilhões, representam apenas 5,5% das despesas com “Perda no valor de recuperação de

ativos – *Impairment*”, que somaram nada menos que R\$ 112,6 bilhões. Isso demonstra que o episódio do esquema de corrupção investigado pela “Operação Lava Jato”, que deu origem à contabilização de uma parcela específica do prejuízo apurado na empresa nesses últimos três anos, vem sendo explorado pelos agentes do mercado, pela mídia, pelos “analistas” e “especialistas” e, surpreendentemente, pela diretoria da empresa, com o objetivo de ampliar a dimensão e atribuir uma maior gravidade à crise da Petrobras e, assim, justificar as medidas embaladas sob o invólucro da “política de ajuste”.

A Tabela 32 e o Gráfico 58, apresentam os valores desagregados dos subitens que compõem o “Resultado Financeiro”. O resultado financeiro reflete o aumento das despesas com juros devido à elevação do endividamento (R\$ 9,3 bilhões, R\$ 21,5 bilhões e R\$ 24, 2 bilhões, em 2014, 2015 e 2016, respectivamente); e a perda cambial decorrente da depreciação do real ante o dólar (R\$ 11,4 bilhões e R\$ 6,6 bilhões, e, 2015 e 2016, respectivamente). O forte aumento das despesas financeiras é consequência direta do aumento do endividamento registrado em 2015 e 2016

Tabela 32: Resultado Financeiro 2013-2016 (R\$ Bilhão)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017n)

	2013	2014	2015	2016
Receitas financeiras	3,9	4,6	4,9	3,6
Despesas financeiras	-5,8	-9,3	-21,5	-24,2
Variações monetárias e cambiais, líquidas	-4,3	0,7	-11,4	-6,6
Resultado Financeiro	-6,2	-3,9	-28,0	-27,2

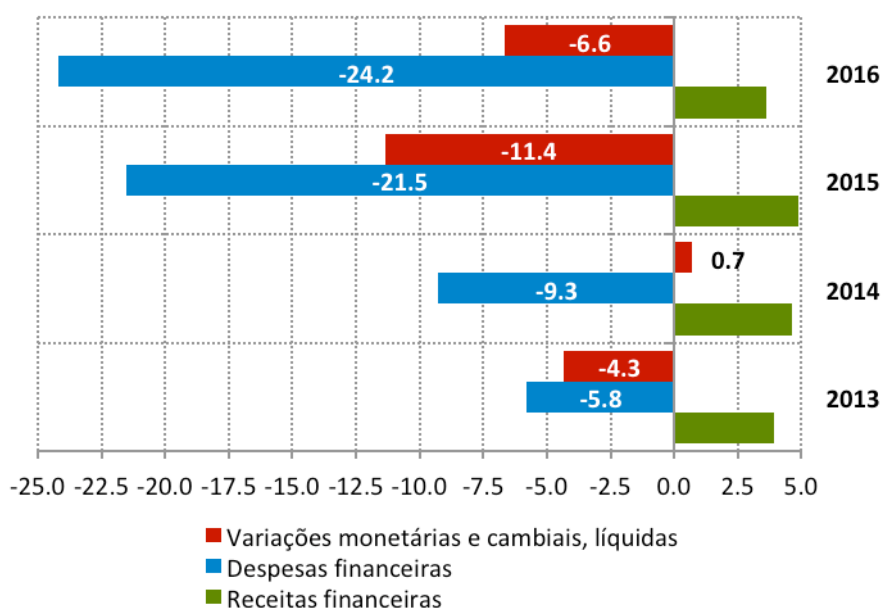


Gráfico 58: Resultado Financeiro 2013-2016 (R\$ Bilhão)

Fonte: elaboração própria; dados da Petrobras (2015f, 2016d, 2017n)

Não há dúvidas de que a dependência de recursos de terceiros, combinada com as condições mais restritivas e os custos mais elevados de financiamento, representam um limite no que se refere à possibilidade de a empresa expandir as suas atividades e ampliar a sua participação no mercado. A crise do endividamento da Petrobras é, assim, uma “crise anunciada”, cuja eclosão foi precipitada pela crise política e econômica interna e pelo escândalo de corrupção.

Mas, de qualquer forma, esse último episódio teve um impacto limitado na apuração do resultado líquido negativo e, mesmo assim, concentrado em 2014, conforme comprovado pelas informações que sempre estiveram disponíveis a partir dos próprios balanços e relatórios divulgados.

Pode-se concluir, assim, que a versão de que a crise da empresa teve origem neste episódio atende, unicamente, ao objetivo de legitimar a política de ajuste e as iniciativas voltadas para a privatização da Petrobras.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

I A “política de desinvestimento e parceria”: um novo modelo de privatização da Petrobras

A “política de ajuste” implementada pela diretoria da Petrobras nos anos recentes, somada à mudança na lei da partilha da produção, aprovada em 2016, foram celebradas como uma “nova abertura” do setor de petróleo e gás natural. Os principais ingredientes que compõem essa “nova abertura” foram as alterações introduzidas no marco regulatório do pré-sal – com a eliminação do percentual de participação mínima da Petrobras e da condição da empresa como operadora única do pré-sal – e a política de desinvestimento, que inclui a venda de ativos de E&P localizados na área do pré-sal, e abrange, também, a venda de ativos da empresa nos demais segmentos de negócios, havendo sinalizações bastante claras, por exemplo, quanto à intenção de “atrair” as companhias internacionais para uma participação na área de refino.

É possível identificar uma clara mudança de estratégia nessa denominada “nova abertura” com relação à abertura do mercado ocorrida na década de 1990, cujo objetivo enunciado foi de implantar um “regime concorrencial” no setor de petróleo e gás natural, o que, à época, justificou a quebra do monopólio da Petrobras e a aprovação do novo marco regulatório para o setor (Lei 9.478/1997). Conforme já foi ressaltado, a alteração do marco regulatório, àquela época, tinha como pano de fundo o objetivo de alcançar a auto-suficiência de petróleo e, assim, aliviar a balança de pagamentos do país, baseando-se na expectativa de que esse objetivo somente seria viabilizado com os recursos que seriam injetados pelas companhias internacionais a partir da abertura do mercado¹⁰³.

Com a quebra do monopólio, as companhias internacionais passaram a ter a possibilidade de realizar investimentos em quaisquer segmentos da cadeia de P&G, e o

¹⁰³ A motivação de alcançar a auto-suficiência e a expectativa existente com relação à possibilidade de atrair investimentos estrangeiros estiveram presentes também na abertura do setor de petróleo e gás natural promovida na década de 70, durante a ditadura militar, na forma da celebração dos “contratos de risco”, modelo que foi imposto por meio de decreto do então presidente Ernesto Geisel. Essas duas experiências, de 1975 e de 1997, tinham em comum o fato de o país não ter alcançado ainda a auto-suficiência - diferentemente da situação existente atualmente. Conforme já ocorreu na experiência com os “contratos de risco”, também na experiência de “abertura de mercado”, ocorrida em 1997, não se confirmou a expectativa de que as empresas internacionais viessem a realizar investimentos significativos no País. Assim, mais uma vez, os investimentos que viabilizaram a expansão dessa indústria foram realizados pela própria Petrobras.

fizeram, mesmo que de forma extremamente tímida, de acordo com suas estratégias de negócios e prioridades. Sob a égide da “lei do mercado”, afinal em vigor para o setor de P&G, o modelo não previa e não poderia prever instrumentos que “obrigassem” essas companhias a realizar investimentos se essas não quisessem fazê-lo. Mas o pressuposto era de que fossem realizados investimentos em novos empreendimentos, o que de certa forma ocorreu nos consórcios que foram criados com o objetivo de participar dos leilões de blocos de exploração promovidos pela ANP, o que, aliás, resultou em lucros bastante substantivos para as empresas que se associaram à Petrobras na exploração dos blocos localizados na Bacia de Santos, com destaque para as descobertas que deram origem aos campos de Lula (BG e Petrogal) e de Sapinhoá (BG e Repsol-Sinopec).

Mas, o modelo colocado em prática com maior ênfase a partir de 2015, apresenta características qualitativamente diferentes, na medida em que se baseia na participação das empresas internacionais por meio da mera aquisição das unidades operacionais e da infra-estrutura já existentes, que foram resultado de investimentos anteriores realizados pela Petrobras e, não fosse isso suficiente, após esses ativos serem submetidos a um processo artificial de desvalorização.

Embora, como se sabe, todos os segmentos dessa indústria estivessem abertos à participação de outras empresas desde 1997, o que se verifica agora, em um processo inédito, é que a própria direção da empresa assumiu para si o papel de promover um “regime concorrencial a qualquer custo”, por meio tanto da venda de campos de petróleo em fase avançada de exploração ou já em etapa de produção, como da “saída voluntária” da empresa de determinados mercados, com impactos negativos evidentes sobre seus resultados imediatos e com a projeção de uma redução de sua participação relativa nos mercados onde atua.

Esse novo modelo de venda de ativos, sob o rótulo de “política de desinvestimento e parceria”, tem sido caracterizado, por parte de setores críticos ao programa de ajuste implementado pela direção da empresa, como um programa de privatização disfarçado. Pode-se argumentar que essa caracterização seria conceitualmente pouco rigorosa, ou que não seria pertinente, quando se considera que a experiência da política de privatização implementada nos anos 1990 foi realizada por meio da venda integral de empresas estatais, o que implicou na retirada do Estado da atuação direta nas atividades até então realizadas por essas empresas, conforme o que ocorreu no setor de mineração ou de telecomunicações, e que, além disso, teve o objetivo de gerar recursos para o Tesouro Nacional, os quais seriam aplicados na

redução da dívida pública. Diversamente, a atual venda de ativos da Petrobras tem sido justificada pela necessidade de gerar recursos para aplicação na própria empresa, nas atividades de exploração e produção do pré-sal, eleitas como “prioritárias” pela sua diretoria.

Mas, embora se admita que existam nuances que diferenciam os dois modelos, pode-se afirmar que a política de desinvestimento representa, sim, uma nova modalidade de privatização, não só pelas perdas imediatas que são impostas à empresa mediante a desvalorização de seus ativos, o que representa o benefício direto e imediato das empresas privadas que adquirem esses mesmos ativos, mas, também, por que esse processo representa uma opção por promover uma redução forçada do tamanho da empresa, o que inclui a retirada completa desta de alguns setores de atividades, com o objetivo explícito de entregar, literalmente, os respectivos mercados para empresas privadas, sem que, em nenhum momento, tenha ficado demonstrado que os setores de atividades dos quais a empresa está se retirando não sejam rentáveis ou que haja algum impedimento real para que a empresa atue, simultaneamente, nesses setores e nas atividades de exploração e produção no pré-sal.

Contrariamente a qualquer motivação de interesse público, a que estaria obrigada a atender, como representante da União, que é a acionista majoritária da empresa, e em nome do que conceituou como uma “prática mais salutar para o mercado”, a diretoria da Petrobras tem promovido uma redução do porte e do escopo de atuação da empresa em benefício das grandes empresas internacionais que, assim, terão acesso a novos mercados de forma favorecida e isenta de riscos. Não é casual que, nesse processo recente, a própria diretoria tenha se encarregado de compor um cenário artificial de grandes dificuldades para a empresa, com a intenção de justificar e realçar a pertinência das medidas propostas para a recuperação da “saúde financeira”, principalmente por meio do corte nos investimentos, da postergação ou cancelamento de projetos e da política de desinvestimento¹⁰⁴.

Ocorre que tanto a avaliação sobre o atual cenário como as medidas propostas poderiam ser outros, a depender do que tenha sido formulado como estratégia para a

¹⁰⁴ Como exemplo, tomando-se especificamente as perdas por *impairment* decorrentes da queda dos preços mundiais do petróleo, sabe-se que esse problema afetou todas as companhias ao redor do mundo, além de refletir uma conjuntura que pode ser revertida diante de uma eventual elevação dos preços, o que alteraria a avaliação que levou à contabilização de perdas. No caso das baixas contábeis relativas ao cancelamento ou adiamento de projetos, que também geraram perdas por *impairment*, há um componente adicional, pois se trata de decisões gerenciais internas à empresa, que impactam negativamente o balanço, sendo que tais decisões estariam sujeitas, no mínimo, a uma reanálise à luz de possíveis alternativas e da estratégia que as justificam.

empresa e da relação que se estabeleça entre um possível objetivo imediato de reequilibrar suas finanças com essa estratégia.

No caso, a estratégia explícita da diretoria da Petrobras é de atender aos interesses dos acionistas privados da empresa, para os quais pouco importa se a atuação da empresa em um determinado segmento é importante; ou considerações relativas à possível importância que o controle sobre reservas de petróleo mais significativas tenham para o País; ou, ainda, considerações acerca da importância de calibrar o ritmo da produção em função de objetivos relacionados ao desenvolvimento de fornecedores etc.. A “política de ajuste” representa, assim, a articulação de um conjunto de iniciativas que tem como único foco a rentabilidade, que se traduz, sempre de forma concreta, em “resultado líquido” positivo, “distribuição de dividendos” etc. Esses resultados, é importante lembrar, podem ser obtidos, perfeitamente, por uma empresa submetida a um processo de redução do porte e do escopo de suas atividades, conforme o que é enunciado pelas metas de desinvestimentos que são divulgadas no plano de negócios da empresa. Os exemplos mencionados acima, que contrariariam essa política ou o significado do desmonte que vem sendo promovido em setores inteiros (gasodutos, petroquímica etc.), não são relevantes do ponto de vista de uma “gestão eficiente” da empresa. Assim, se a política da diretoria da empresa é guiada exclusivamente por uma lógica privada, nos termos acima descritos, não há qualquer exagero em classificar a política de venda de ativos como uma genuína política de privatização.¹⁰⁵

A “política de ajuste” produz consequências que atuam sobre diferentes atividades e processos da empresa, alguns dos quais serão especificados a seguir:

i Formulação de uma estratégia para uma transição energética em direção à substituição das fontes de energia de base fóssil

A Petrobras, já há alguns anos, buscou situar-se como uma “empresa de energia”, e não apenas como uma empresa de petróleo e gás, iniciativa semelhante a de outras grandes companhias de petróleo, que passaram a incorporar pesquisas e empreendimentos na área das energias renováveis em seus respectivos portfólios. No caso da Petrobras, essa mudança significou uma entrada firme na produção de biodiesel, com a criação da Petrobras Biocombustíveis, a aquisição ou implantação de unidades de

¹⁰⁵ Quando o “serviço” for terminado será possível ouvir a cantilena liberal celebrar a parcela dos lucros destinada à União como um resultado relevante e de “interesse público” decorrente da “gestão eficiente”.

produção e o apoio à agricultura familiar (selo social), depois ampliada para a atuação também na produção de etanol. Além disso, a empresa realizou investimentos em projetos de energia eólica e solar, e em projetos de PCH's (Pequenas Centrais Hidroelétricas), participando dos leilões promovidos pela ANEEL, sendo proprietária também de diversas UTE' (Usinas Termo-Elétricas) acionadas por gás, prioritariamente.

Com a justificativa de priorização dos seus esforços e investimentos voltados às atividades de E&P no pré-sal, foi anunciado que a empresa estaria se retirando da área de biocombustíveis e de outras fontes renováveis, medida que não é coerente com o suposto engajamento do País nas iniciativas internacionais voltadas para controlar o nível de emissões dos Gases de Efeito Estufa na atmosfera como forma de mitigar as mudanças climáticas.

Considerando-se que o consumo de energia de fontes fósseis é o principal responsável por essas emissões e que existe um debate internacional sobre a necessidade de substituir essas fontes no curto prazo, ao que se somam as estimativas sobre o esgotamento das reservas de fontes fósseis em um período de tempo relativamente curto, não se pode compreender que o País e sua principal empresa de petróleo, que tem o governo federal como seu controlador, não possuam uma estratégia para promover uma transição do uso de energia de base fóssil para a energia de fontes renováveis, tendo como perspectiva, pelo menos no médio/longo prazo, a substituição progressiva da primeira, até a sua completa eliminação.

ii Atuação integrada nos diversos segmentos da cadeia da indústria do petróleo como forma de proteção contra as flutuações do mercado

Como regra geral, as grandes empresas internacionais de petróleo atuam em todos os segmentos dessa indústria, abrangendo as atividades de E&P, passando pelas atividades de transporte e refino até chegar à ponta da cadeia, onde se situam as atividades de distribuição e comercialização de derivados. Além disso, é comum, também, que as empresas atuem tanto no mercado de petróleo como no mercado de gás, dada a sinergia e o caráter de complementaridade existente entre essas duas fontes de energia, da mesma forma que a maior parte das empresas possui um braço também no setor petroquímico.

A atuação simultânea em setores tão diversos faz com que essas empresas sejam caracterizadas como empresas integradas, condição que lhes proporciona inúmeras

vantagens no que se refere ao compartilhamento de infra-estruturas e à possibilidade de transações cruzadas que tem o efeito de redução de custos, além de permitir uma compensação entre as eventuais flutuações no desempenho de cada segmento, contribuindo positivamente para os resultados operacionais consolidados dessas empresas.

Também com relação a esse aspecto, a decisão de retirada ou da drástica redução de algumas atividades hoje realizadas pela Petrobras, nas quais a empresa possui posições sólidas, sedimentadas por uma atuação durante dezenas de anos, dificilmente pode ser entendida como uma medida que reverterá em futuros benefícios para a empresa. Pode-se vislumbrar, pelo contrário, que a empresa não apenas terá seu tamanho reduzido, mas deixará de contar com a sinergia existente entre diferentes atividades e verá diminuída sua autonomia e sua capacidade de se adequar às mudanças que sobrevenham nos mercados onde atua.

iii Domínio das tecnologias aplicadas às atividades de exploração e produção em águas ultraprofundas & Conhecimento acumulado sobre os reservatórios do pré-sal

A partir das primeiras descobertas ocorridas em 2006, a Petrobras reuniu uma grande quantidade de informações sobre o polígono do pré-sal, geradas a partir do conhecimento técnico e dos investimentos e atividades realizados pela empresa nessa região. Desde então, a realização de uma extensa campanha exploratória e de inúmeros TLD's, além da implantação simultânea de vários sistemas de produção definitivos, em um curto período de tempo, permitiu que a Petrobras não só consolidasse o domínio das tecnologias demandadas para atuar nas condições críticas ali encontradas, como acumulasse um grande conhecimento sobre os reservatórios existentes na camada do pré-sal, o que se tornou possível em função de a empresa participar como operadora na maior parte dos blocos exploratórios localizados na Bacia de Santos (nos quais foram descobertos, entre outros, os campos de Lula e Sapinhoá), sob o regime de concessão, e, também, em função da condição especial que lhe foi atribuída por lei, nas atividades de exploração e produção no polígono do pré-sal, que tomou forma no contrato de cessão onerosa (Búzios e outros campos) e no contrato de partilha do prospecto de Libra.

Nas áreas abrangidas por esses dois contratos, a etapa de aquisição de informações encontra-se em andamento: em Búzios, por meio da realização do primeiro TLD, já em execução, e da previsão para implantação do primeiro sistema de produção

definitivo, em 2018; e, em Libra, por meio da realização do primeiro TLD, previsto para o segundo semestre de 2017. Isso indica que, ao final dessas atividades, o conhecimento acumulado pela empresa sobre a camada do pré-sal será ainda maior, alcance que será ampliado se considerarmos os contratos de partilha que deverão ser assinados para o desenvolvimento dos volumes excedentes da cessão onerosa, conforme previsão constante na Resolução nº 01/2014, do CNPE. Assim, a atuação da Petrobras possibilitou que se disponha, hoje, de um conhecimento mais preciso sobre o potencial dos reservatórios do pré-sal, que tem sido confirmado à medida que se avança em cada campanha exploratória empreendida na região.

Em contraste com esse quadro, a diretoria da empresa incluiu no seu “programa de ajuste” a venda de direitos sobre áreas promissoras, adquiridos originalmente em processos licitatórios (como no caso de Carcará). No caso, a empresa não só abre mão da produção de reservas com grande potencial, como deixa de aproveitar condições que lhes são muito mais favoráveis em relação às existentes para qualquer outra empresa, considerando o domínio das tecnologias requeridas para produção em águas profundas, o conhecimento acumulado sobre os reservatórios do pré-sal, a infraestrutura já instalada e os ganhos de escala que decorrem de sua atuação em outros campos existentes nessa região.

iv Transferência de recursos públicos para benefício de interesses privados

Considerando-se que a Petrobras é uma sociedade de economia mista, que tem o governo federal como seu sócio controlador, as decisões da empresa relacionadas à sua estratégia de negócios não podem ser encaradas como “decisões operacionais”, de natureza meramente comercial, como aquelas que ocorrem em uma empresa privada. Isso se aplica à venda de ativos promovida pela sua alta direção que, ao contrário do que se quer fazer crer, apresenta graves consequências para o futuro da empresa.

A política de desinvestimento tem imposto perdas à Petrobras, que podem ser mensuradas mediante a comparação entre o preço de venda e o preço justo dos ativos colocados à venda, caso a caso, e a realização de uma avaliação do impacto financeiro que representará a redução da sua participação no mercado. Como resultado dessa política, as grandes empresas internacionais - que demonstram grande apetite para adquirir os ativos da Petrobras postos à venda - tem se beneficiado com a possibilidade de obter um retorno de seus investimentos nesses ativos em curto prazo, valendo-se,

para tanto, dos investimentos antes realizados pela Petrobras, que levaram à forte elevação do nível de endividamento da empresa, fator utilizado para justificar a política de ajuste ora aplicada, na qual se inclui a política de desinvestimento.

Com relação a esse tema, sabe-se que, como regra geral, os investimentos realizados no setor de petróleo e gás, além de envolverem grande soma de recursos, são de longa maturação, ou seja, é necessário um período de tempo relativamente longo, nunca inferior a cinco anos, até que os investimentos comecem a produzir resultados para a empresa, aliviando o seu caixa e lhe dando fôlego para a realização de novos investimentos. Mesmo que uma análise mais abrangente comprove que não é somente esse fator que, no médio prazo, leva a que as empresas de petróleo vejam-se obrigadas a aumentarem o nível do seu endividamento como forma de manter a capacidade para realizar os investimentos necessários à expansão de suas atividades, é inegável que ele constitui-se como um fator de aceleração e agravamento do binômio endividamento-crise.

Ora, o que atualmente está sendo festejado como uma espécie de “renascimento” do setor de petróleo, como uma “nova abertura”, que permitirá que as companhias internacionais aumentem sua participação nos investimentos do setor, foi viabilizado pelos fortes investimentos realizados pela Petrobras que, por tê-los feito, na proporção e no ritmo em que os fez, está sendo submetida a um processo de “ajuste” que tem como pilares um drástico corte em seus investimentos, acompanhado da transferência de ativos para as referidas companhias internacionais por preços inferiores ao seu real valor, proporcionado a essas companhias, além disso, a possibilidade de auferir resultados no curto prazo.

Ou seja, o que foi criado com o investimento e a capacidade técnica de uma empresa que, por imposição legal, deve ter compromisso com resultados que atendam ao interesse do País no que se refere ao abastecimento de energia, que ultrapassem, portanto, interesses meramente comerciais, está sendo transferido para potencializar os ganhos das grandes empresas internacionais, ao preço do desmantelamento da Petrobras. Promove-se, assim, sob o patrocínio da diretoria da empresa, com o beneplácito do governo federal, um processo que representa uma brutal transferência de recursos públicos para alimentar interesses privados representados pelas grandes empresas internacionais de petróleo e pelo capital financeiro.

II A mudança na lei da partilha: uma opção pelo modelo exportador de commodities e importador de equipamentos e de tecnologias

Uma medida que não fez parte diretamente da “política de ajuste” implementada a partir dos resultados operacionais apurados nos três últimos anos, mas que está absolutamente alinhada com os pressupostos dessa política, foi a aprovação da lei que suprimiu a obrigatoriedade de que a Petrobras atuasse como operadora nas áreas que venham a ser licitadas no polígono do pré-sal e tivesse uma participação mínima de 30% nos consórcios que fossem constituídos. Essa medida começou a ser discutida de forma simultânea ao início do processo de crise da Petrobras, no âmbito do poder legislativo¹⁰⁶, sendo que o seu desfecho mais ou menos acompanhou o desenrolar e o agravamento da referida crise.

Entre as motivações declaradas dessa proposta, incluía-se a de manter o fluxo de investimentos para o setor de petróleo e criar condições para acelerar o ritmo das atividades de exploração e produção das reservas do pré-sal, o que seria garantia de manutenção do nível de atividades das empresas fornecedoras de bens e serviços, de geração de empregos e de maior arrecadação para a União, estados e municípios. Segundo, ainda, essas mesmas motivações, no caso em que persistisse o modelo anterior, a licitação ou contratação de novas áreas ficaria na dependência da capacidade financeira da Petrobras para arcar com os investimentos proporcionais à sua participação no consórcio e, como consequência, o País acabaria não obtendo os benefícios que poderiam ser gerados com a exploração e produção mais acelerada das reservas do pré-sal. Curiosamente, o argumento de falta de capacidade financeira da Petrobras, utilizado nas duas iniciativas anteriores voltadas para a “abertura do mercado” - a celebração dos “contratos de risco”, na década de 70, e a aprovação da Lei do Petróleo, na década de 90 - era potencializado, agora, pelo discurso sobre a “insolvência” da empresa, o que explica o apoio entusiástico que essa proposta recebeu da diretoria da Petrobras.

Com relação ao dispositivo que determinava que a Petrobras fosse a operadora única, os argumentos apresentados pelos defensores da nova lei é de que a impossibilidade de atuar como operador diminuía ou suprimia o interesse de diversas

¹⁰⁶ O Projeto de Lei do Senado nº 131/2015, de autoria do Senador José Serra, deu origem à Lei nº 13.365, de 29/11/2016, que alterou a Lei 12.351, de 22/12/2010, “para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção”.

empresas internacionais em participar dos contratos de partilha. Por outro lado, segundo o entendimento desses mesmos defensores da proposta, a existência de diversos operadores funcionaria como estímulo para as empresas fornecedoras de bens e serviços, considerando que estas não teriam que lidar com um único contratante, incentivaria a localização dessas empresas no país e, além disso, incentivaria que estas investissem em tecnologias a serem aplicadas na produção dos reservatórios do pré-sal.

Ora, segundo todas as evidências, essas previsões que acompanharam a aprovação da nova lei ignoram a história recente da indústria do petróleo no país, particularmente no que diz respeito às atividades de E&P desenvolvidas sob o regime dos contratos de concessão, realizadas principalmente na Bacia de Campos e na camada pós-sal, mas que abrangeu também importantes descobertas na camada pré-sal.

Os resultados colhidos nos leilões realizados pela ANP sob esse regime, que não incluíam qualquer determinação quanto à existência de um operador único ou quanto à participação obrigatória da Petrobras nos consórcios, registram, de uma maneira geral, uma baixíssima participação das grandes empresas internacionais que, quando ocorreu, foi sempre em parceria com a Petrobras que, inclusive, atuou como operadora em praticamente todos os consórcios que foram criados desde então e, invariavelmente, com uma participação muito superior a 30%. Ou seja, as empresas internacionais não demonstraram grande interesse em participar em projetos de E&P no País, priorizando outros mercados mais lucrativos em função, unicamente, de suas estratégias de negócios, e não pela existência de quaisquer condições restritivas impostas nos referidos leilões, questão que, embora seja evidente, não ocorre aos arautos da “abertura do mercado”.

O que, possivelmente, justificaria, agora, um renovado interesse por parte dessas empresas em participar nas licitações sob o regime de partilha, seria o fato de o risco associado às atividades de exploração e produção nas áreas do pré-sal ter sido sensivelmente reduzido e de existir uma alta probabilidade de descoberta de reservatórios com grande potencial de produção, conclusões a que se pôde chegar como resultado do conhecimento acumulado sobre essas áreas, viabilizado a partir das atividades de exploração e produção realizadas pela Petrobras. Contribuí, também, para essa avaliação, quanto ao baixo risco presente no pré-sal, o fato de as tecnologias demandadas para a produção desses reservatórios já terem sido desenvolvidas e testadas em condições reais nos campos operados pela Petrobras.

Portanto, a nova lei beneficia claramente as empresas internacionais, ao admitir que estas atuem como operadoras no pré-sal, condição que pode ter alguma importância pelo interesse específico de atuação no Brasil, mas que é fundamental sob o ponto de vista de uma estratégia global dessas empresas para consolidar sua atuação no ambiente de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas em outras regiões, para o que necessitam estabelecer uma relação comercial e técnica diretamente com as empresas internacionais fornecedoras de bens e serviços.

Mas, mesmo com essas novas condições mais benéficas, não há qualquer garantia, mais uma vez, de que essas empresas venham a investir segundo as expectativas criadas, considerando-se, por um lado, o cenário de crise mundial, resultado da combinação do excesso de oferta e de preços reduzidos, e, por outro lado, a avaliação que essas empresas venham a fazer sobre outras áreas que se mostrem mais atrativas relativamente à perspectiva de obtenção de maiores lucros.

Ainda com relação ao tema do “operador único”, embora toda a polêmica sobre essa nova lei tenha se concentrado nos possíveis prejuízos infligidos especificamente à Petrobras, por esta ter perdido tal condição, o verdadeiro prejuízo é representado pelo abandono de qualquer perspectiva de que a exploração do pré-sal pudesse ser associada ao desenvolvimento de uma indústria local, com forte conteúdo tecnológico, entendendo-se que isso possa representar um interesse estratégico do País, o que tem como condição necessária, embora não suficiente, a preservação da condição da Petrobras como operador único.

No que se refere ao possível incentivo às empresas internacionais fornecedoras de bens e serviços para que estas invistam no desenvolvimento de tecnologia no país, outro “efeito” atribuído à nova lei, este não encontra, igualmente, respaldo na história recente dessa indústria no país. Embora a demanda por equipamentos relacionada às atividades de E&P no Brasil, represente um mercado altamente relevante em termos mundiais, essas empresas jamais realizaram investimentos significativos no desenvolvimento de tecnologia no país. Pelo contrário, beneficiaram-se amplamente dos Acordos de Cooperação Tecnológicas (ACT) assinados com a Petrobras para o desenvolvimento de novas tecnologias, mas em seus países de origem, ampliando ainda mais o domínio que já exercem nesse mercado. Adicionalmente, coube à Petrobras, via de regra, além do financiamento parcial da etapa de pesquisa e desenvolvimento, o papel fundamental de testar e validar as novas tecnologias geradas em condições reais de campo, possibilitando que estas, a partir de então, pudessem ser comercializadas

pelas empresas internacionais fornecedoras, detentoras dessas tecnologias, para aplicação pelas demais empresas petrolíferas, em outras regiões de produção *offshore*.

A outra questão que foi suscitada, quanto à existência ou não de capacidade financeira compatível com aquela que seria exigida para a realização das atividades de exploração e produção do pré-sal, não constitui um problema que diga respeito somente à Petrobras e, principalmente, que possa encontrar uma resposta no âmbito exclusivo de qualquer empresa, conforme discutido em outras passagens deste trabalho. Mas, ressaltando-se esse condicionante, pode-se argumentar que, embora o pré-sal apresente uma escala mais ampliada comparativamente ao pós-sal da Bacia de Campos, a própria Petrobras alcançou, também, um porte muito maior, ao qual corresponde um aumento da capacidade de investimento, o que refutaria a tese que justificou a aprovação da nova lei. Mas caberiam, ainda, outras considerações, pois, a depender da confirmação do potencial do pré-sal e da importância que se atribuísse as possibilidades de desenvolvimento da indústria de petróleo no País, haveria alternativas a serem consideradas para financiar as atividades da empresa: aporte direto de recursos públicos à semelhança do processo de capitalização realizado em 2010; conversão de financiamentos concedidos por bancos públicos em participação acionária na empresa; aval público para acesso a novos financiamentos; e, principalmente, a utilização de parte das receitas arrecadadas pelo Estado, com o resultado da venda do petróleo a gás natural de sua propriedade, para financiar o desenvolvimento de novos campos, conforme previsão inserida na própria lei da partilha¹⁰⁷ etc.

Mas há outros aspectos de caráter mais estratégico que estão relacionados à exploração e produção das reservas do pré-sal, que devem preceder quaisquer considerações sobre as motivações que as empresas petrolíferas ou as empresas fornecedoras de bens e serviços possam ter. Como exemplo, mesmo o argumento sobre a pretensa incapacidade de investimento da Petrobras, que justificaria a necessidade de medidas para atrair as grandes empresas internacionais, mostrar-se-ia pertinente somente segundo a avaliação de que haja interesse em acelerar o ritmo de produção das

¹⁰⁷ Essa previsão consta na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010:

[...]

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato. (grifo nosso) (BRASIL, 2010c)

reservas do pré-sal como um objetivo em si mesmo, sem quaisquer outras considerações.

Entretanto, a priorização de um aumento da produção no curto prazo deve ser objeto de questionamento, quando se considera um contexto em que o país superou a dependência externa de petróleo, alcançando a auto-suficiência, e, também, na medida em que se entenda que a estratégia de produção das reservas do pré-sal não deva estar voltada para que o país transforme-se em exportador de commodities e importador de equipamentos e de tecnologias.

Considerando-se essas premissas, a definição do ritmo de exploração e produção no pré-sal deveria atender a outros objetivos estruturantes, como seria o caso do desenvolvimento e retenção no país de novas tecnologias aplicadas às atividades de E&P no pré-sal, que fomentasse uma cadeia de empresas locais fornecedoras de bens e serviços ou, ainda, do desenvolvimento de tecnologias voltadas para ampliar a participação de fontes renováveis na matriz energética, preparando as bases para uma transição energética.

É exatamente no caso da implementação de uma estratégia desse tipo que a condição da Petrobras como operador único, perdida em decorrência da nova lei, poderia se revelar importante, considerando que a empresa reúne alguns dos principais requisitos que permitiriam explorar os recursos do pré-sal em benefício do País, como o conhecimento acumulado, a vantagem em termos de escala e da infraestrutura já implantada e a vocação para o desenvolvimento de novas tecnologias.

III Elementos para uma análise sobre a natureza da crise que afeta a Petrobras e a indústria mundial de petróleo e gás natural

As considerações sobre a crise da Petrobras antes apresentadas, revelam-se insuficientes para uma compreensão mais aprofundada sobre a natureza dessa crise, o que decorre da limitação do escopo da pesquisa realizada e do próprio marco referencial de análise adotado no presente trabalho. Cabe, assim, diante do reconhecimento dessa insuficiência, destacar alguns aspectos que devem ser considerados em trabalhos futuros que se proponham a realizar uma análise mais abrangente sobre a natureza da crise que afeta a Petrobras e a indústria mundial de petróleo e gás natural.

A análise efetuada permitiu identificar que a crise que atingiu a indústria do petróleo, antes ainda da queda dos preços, iniciada em julho de 2014, teve como principal marca um forte processo de endividamento (ver Capítulo 1). Em uma conjuntura mundial em que existem, nas mãos de bancos e fundos de investimentos, recursos financeiros abundantes em busca de valorização, a indústria de petróleo funcionou como uma espécie de “escoadouro” para esse volume de recursos disponível, o que estimulou e viabilizou o processo de endividamento das empresas – em especial as empresas americanas produtoras de *tight oil* e algumas NOCs, entre elas a Petrobras – e promoveu um forte incremento na produção que, ao final, levou à queda de preços, o que foi seguido por uma forte retração dos investimentos e pela criação de um quadro de maiores dificuldades para que essas empresas pudessem honrar as dívidas já acumuladas e ter acesso a novos financiamentos, que permitiriam manter ou ampliar o nível de produção e o nível de receitas e, assim, manter seu nível de endividamentos sob relativo controle.

A chamada revolução do *shale oil* e do *tight oil* norte americanos chegou ser comparada com uma “bolha financeira”, pelo fato de ser liderada por um grande número de empresas de menor porte, com capacidade financeira limitada e, portanto, com maior dependência de capital de terceiros para financiar seus próprios projetos (IEA, 2017). Uma “bolha financeira” é caracterizada por um crescimento desproporcional da dívida, que aumenta a vulnerabilidade das empresas às flutuações nas condições de mercado e nas condições de financiamento, condição que, no caso das empresas produtoras de *tight oil*, teve expressão em despesas que excediam o fluxo de caixa mesmo com os altos preços do petróleo. Muitas NOC’s – com exceção, praticamente, daquelas localizadas nos países exportadores do Oriente Médio – foram também atingidas por um processo semelhante de forte endividamento (CROOKS, 2016).

Esse processo abstrato de valorização do valor, que tem no capital financeiro o seu centro irradiador, submete toda a economia, fazendo com que a dinâmica econômica de diferentes setores possa ser representada como momentos diferentes de uma só crise, estrutural e duradoura: acesso ilimitado a recursos e ritmo intenso de investimentos, provocando um forte endividamento das empresas e a “inundação” do mercado que, no momento seguinte, com a queda dos preços, traduz-se no aumento das dificuldades para fazer frente às dívidas e na quebra de diversas empresas.

O fator fundamental que determina o nível de endividamento é a maior ou menor facilidade de acesso a recursos que precisam encontrar formas de valorização. Quais

empresas e setores serão abarcados por esse processo, em qual momento e em qual ritmo, não são “decisões” afetas às próprias empresas, mas são objeto de um processo impessoal que seleciona, entre as melhores oportunidades de investimentos oferecidas, aqueles que proporcionarão o maior retorno para os investidores.

Nos dois casos citados de processos de endividamento acentuados – empresas produtoras de *tight oil* e NOCs – restou amplamente comprovado que o crescimento das empresas foi alimentado e impulsionado pela dívida, o que não é um fenômeno recente nem restrito à indústria do petróleo e, muito menos, ao caso específico da Petrobras. Trata-se de um fenômeno mundial, que atingiu diversos segmentos econômicos e grande parte das empresas, com diferença apenas na intensidade com que estas foram afetadas.

Sabe-se que a Petrobras representa um caso particular nesse processo pelo fato de, em qualquer comparação, ser a empresa de petróleo que apresenta o maior nível de endividamento, o que torna necessário buscar uma melhor compreensão sobre essa peculiaridade. Destaca-se que o ritmo de investimentos da Petrobras, que levou o processo de endividamento da empresa a uma verdadeira escalada, não reflete apenas ou principalmente uma decisão da diretoria da empresa ou uma diretriz do governo federal, pois, para que aquele ocorresse, tornava-se necessário o preenchimento da principal condição: que houvesse facilidade de acesso a recursos financeiros que precisavam encontrar formas de valorização.

O maior grau de endividamento da Petrobras relativamente às demais empresas é resultado da confluência de diversos outros fatores, dos quais, dois aparecem como mais importantes: o projeto “desenvolvimentista” do governo federal que, de uma forma clara, superestimava o potencial que a Petrobras e o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis teriam para alavancar a economia, arrastando uma gama de empresas e setores¹⁰⁸; e a contingência da descoberta de importantes reservatórios na camada do

¹⁰⁸ O PAC – Programa de Aceleração do Crescimento, lançado em 2007, como iniciativa do governo federal, previa um investimento total em infraestrutura equivalente a R\$503,9 bilhões, entre 2007 e 2010, distribuídos em três eixos: logística (R\$58,3 bilhões); energética (R\$274,8 bilhões); e social e urbana (R\$170,8 bilhões). No eixo de infraestrutura energética, os investimentos previstos em “petróleo e gás natural” e em “combustíveis renováveis” somavam R\$196,4 bilhões, ou 39% do investimento total previsto no PAC no período 2007-2010. O PNG 2007-2011 previa um investimento total de R\$87,1 bilhões, mas o investimento realizado nesse período foi de R\$190,4 bilhões, próximo ao valor nominal previsto no PAC, abrangendo, porém, um período de cinco e não de quatro anos. Os investimentos programados no setor de petróleo, que espelhavam, em parte, os investimentos já previstos pela Petrobras, apoiava-se na experiência da empresa que, historicamente, cumprira um papel de estímulo a alguns setores da indústria de base e de máquinas e equipamentos. A diversidade e flexibilidade da infraestrutura da indústria de petróleo e gás natural – gasodutos, refinarias, UPGNs, terminais, embarcações etc. –

pré-sal, a partir da qual se gerou a expectativa de que o País passaria a ocupar um lugar ao lado dos grandes produtores mundiais e conseguiria implantar uma cadeia local de fornecedores e uma sólida indústria petroquímica.

Como se sabe, em poucos anos, as bases que sustentavam a “recuperação” da economia do País mostraram os seus limites, ao que se somaram as mudanças ocorridas, em 2014, no cenário interno do País, com a instalação de uma crise política institucional e com o agravamento da crise social, e no cenário da indústria mundial de petróleo, com a queda dos preços.

O fato é que o nível de investimentos da Petrobras foi mantido durante vários anos à base do acesso facilitado a financiamentos (ou seja, trata-se de apenas mais um caso, entre outros, de crescimento movido a dívida). Como em outros casos, a regra geral é que o processo de endividamento projete um desequilíbrio inevitável diante da disparidade existente entre, de um lado, a remuneração dos investidores e, de outro lado, os resultados reais obtidos a partir das atividades operacionais da empresa. Mas, somente quando a situação de desequilíbrio já estava instalada e o processo ameaçava sair de “controle”, o próprio “mercado” acendeu a “luz vermelha”, rebaixando a classificação de risco da empresa e impondo condições mais restritivas para a concessão de novos financiamentos. A partir de então, o fluxo de recursos foi interrompido e redirecionado para outras oportunidades de investimento mais “rentáveis e seguras”.

Mas, como não se cogita em questionar a natureza desse processo, as análises sobre a “crise” dedicam-se a apenas um dos polos dessa relação – o das empresas tomadoras de empréstimos – que, no caso da Petrobras, não teria adotado as medidas adequadas para controlar o seu nível de endividamento ou, simplesmente, seria “ineficiente”¹⁰⁹. Guardadas as devidas proporções, isso equivaleria a culpar os tomadores de empréstimos pela crise financeira relacionada ao *sub prime*, que eclodiu em 2009, isentando as instituições financeiras que alimentaram os créditos fictícios, beneficiando-se amplamente destes, para, ao final, quando explodiu a crise, serem socorridas por generosos créditos públicos. No caso do endividamento das empresas do setor de petróleo, uma análise sobre o outro polo – o das instituições financeiras – demonstraria a estreita semelhança existente entre as diversas crises produzidas pelo

apareciam como vantagens, por permitir uma distribuição dos investimentos por vários estados, embora a produção de petróleo estivesse concentrada nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, o que atendia à pretensão de que o programa tivesse um alcance nacional (BRASIL, 2007).

¹⁰⁹ Como ficou demonstrado, o escândalo de corrupção que veio à tona a partir das investigações da “Operação Lava-jato”, explorado exaustivamente como a “principal” ou “única” causa da crise da Petrobras, teve um impacto residual no desequilíbrio financeiro da empresa.

processo de financeirização: já em 2013, os órgãos reguladores norte-americanos também acenderam a “luz vermelha” diante do volume crescente de créditos “podres” concedidos por essas instituições, em especial para empresas do setor de petróleo, o que resultou na edição de uma norma mais restritiva para a concessão de empréstimos tendo como objetivo prevenir a eclosão de uma nova crise como aquela ocorrida em 2009 (UNITED STATES OF AMERICA, 2013).

Ou seja, os antecedentes e evidências são suficientes para demonstrar que a “crise da Petrobras” é parte de uma crise muito mais ampla. Assim, a abordagem da crise da empresa como um fenômeno descolado desse quadro mais geral cumpre o papel de abrir caminho para a implementação de ações orientadas pelo estrito cálculo de rentabilidade, segundo objetivos de curto prazo, com o conseqüente abandono de outros objetivos mais gerais que poderiam ser considerados relevantes em uma perspectiva do interesse da sociedade como um todo, dado o caráter estatal da empresa.

Nesse contexto, a “política de ajuste” não representa, propriamente, uma “novidade”: trata-se da alternativa que está e sempre esteve à mão. O que importa agora é “sanear” a Petrobras, diminuir o tamanho da empresa, abrir o mercado para as empresas internacionais, atrair investimentos estrangeiros etc., ações que tornariam a empresa mais rentável e, ao mesmo tempo, “dinamizariam” a economia, gerando empregos e ampliando a capacidade de atuação do Estado como decorrência do aumento da arrecadação. Em resumo, trata-se de “modernizar” a estrutura econômica do País que, assim, poderia trilhar, finalmente, o caminho do desenvolvimento.

A defesa da “política de ajuste” é movida pela perspectiva que ela apresenta de multiplicação dos ganhos dos agentes do mercado e, ao mesmo tempo, de garantia para os responsáveis pela sua implementação, eles próprios beneficiários diretos dessa política, que serão reconhecidos como gestores “modernos” e “eficientes”. No caso, pouco importa que esse tipo de política represente uma completa subordinação da empresa à lógica que orienta os fluxos do capital financeiro e possa, inclusive, implicar no desmantelamento da empresa.

Não surpreende que essa “solução de mercado” não apresente qualquer contradição com os interesses dos acionistas privados da Petrobras, os quais são indiferentes a motivações específicas relacionadas aos segmentos de atuação ou ao peso da participação relativa da empresa em um segmento determinado, como é o caso das atividades de exploração e produção ou de refino, ou, ainda, quanto ao papel que a empresa poderia desempenhar relacionado a outros objetivos que não sejam os níveis de

rentabilidade, sabendo-se que a rentabilidade poderia ser assegurada mesmo em uma empresa com escopo de atuação mais reduzido. Aliás, os grupos de investidores constituídos como acionistas privados mantêm a expectativa de recuperar os recursos investidos acrescidos da remuneração esperada, na forma da distribuição de dividendos ou de valorização das ações. Mas, esses mesmos grupos que, como regra, detêm participação em um amplo leque de “produtos” disponíveis no mercado (ações, títulos, derivativos, empréstimos diretos etc.), estão prontos para participar de outras oportunidades de investimentos que poderão ser oferecidas, inclusive, a partir da própria política de faturamento e de venda de ativos da Petrobras, o que é revelador da natureza e da forma de atuação do capital financeiro.

Mas todas essas iniciativas e conjunções que conduziriam em direção ao almejado “caminho do desenvolvimento” apresentam um vício de origem, que é o fato de basearem-se em uma emulação da política do “livre mercado” e da “competição”, que teria levado os países centrais do capitalismo a alcançarem a “prosperidade”. No caso, além da defasagem histórica, ignora-se o quadro de crise estrutural no interior da qual o sistema-mundo se debate há, pelo menos, cinco décadas e que, não casualmente, atinge com maior intensidade os países “retardatários” do processo de industrialização e de modernização capitalista, acabando por transformar em quimera a propalada perspectiva de “desenvolvimento”. Alguns dos processos que caracterizam esse quadro de crise podem ser assim resumidos:

- a história de espoliação dos países periféricos e de sua inserção subordinada na economia global, que obriga que estes se restrinjam aos “nichos” que lhes são reservados pelos países centrais;
- o esgotamento do modelo de acumulação Taylorista-Fordista, que se tornou incapaz de absorver a mão de obra liberada pelo processo de desenvolvimento tecnológico produzido pela revolução da microeletrônica e da informática;
- a crescente influência do capital financeiro na alocação de recursos segundo a estrita lógica da rentabilidade, processo contaminado, cada vez mais, por mecanismos de “bolha financeira”;
- a crise de financiamento do Estado, agravada pela multiplicação da “massa sobrança”, formada por desempregados, subempregados e migrantes, com o conseqüente aumento das demandas sociais.

Há, assim, a necessidade de uma compreensão mais aprofundada sobre esses processos e sobre o diagnóstico da crise como condição prévia à análise sobre a natureza da crise da Petrobras. Essa necessidade torna-se ainda mais evidente quando se constata que, em grande parte, as propostas consideradas como alternativas partem de premissas semelhantes aquelas adotadas pela “política de ajuste”. Não fosse assim, como discutir a necessidade de investimentos da Petrobras ignorando a lógica da financeirização e do processo abstrato de valorização do valor? Ou ainda, quais seriam as condições, prescindindo do capital financeiro, para viabilizar uma empresa integrada, comprometida com a transição energética, que buscasse objetivos de interesse público, como parte da construção de um novo paradigma para o desenvolvimento do País?

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AÇÃO da Petrobras será vendida nos EUA. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 24 out. 1996. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/1996/10/24/brasil/36.html>>. Acesso em: 16 abr. 2017.

AILWORTH, Erin; GOLD, Russel; PUKO, Timothy. Produção de petróleo dos EUA é movida a dívida. **The wall street journal**, 8 jan. 2015. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/producao-de-petroleo-dos-eua-e-movida-a-divida1420693414>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

ALMEIDA, Edmar de; OLIVEIRA, Patricia. **Controle de preços da Petrobras**: chegou a hora de pagar a conta. 28 mar. 2016. Grupo de economia da energia: blog infopetro. 2016a. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2016/03/28/control-de-precos-da-petrobras-chegou-a-hora-de-pagar-a-conta/>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L.; PRADE, Y.; BOTELHO, F.; NUNES, L. **Custos e competitividade do E&P no Brasil**. Maio de 2016b. Ciclo de debates sobre petróleo e economia. Texto para discussão. Cooperação e pesquisa IBP-UFRJ. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/11/TD-custos-vers%C3%A3o-SITE.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**: 2016. Rio de Janeiro: ANP, 2008-2016. 2016c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Boletim anual de preços 2015**: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro: ANP, 2015a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Boletim-Anual/Boletim-2015.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Publicação do boletim anual de reservas (31/12/2015)**. 2015b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTADISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2015.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2017.

_____. **Dados estatísticos**: produção por poços 2017. 2017a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/2017/Producao-pocos_2017.zip>. Acesso em: 1º nov. 2017.

_____. **Dados estatísticos**: produção por poços 2016. 2017b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos_2016.zip>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos**: produção por poços 2015. 2017c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos_2015.zip>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por poços 2014. 2017d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos-2014.zip>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por poços 2013. 2017e. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos-2013.zip>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por poços 2012. 2017f. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos-2012.zip>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por poços 2011. 2017g. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos-2011.zip>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por poços 2010. 2017h. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/dados_estatisticos/Producao_por_pocos/Producao-pocos-2010.zip>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2016. 2017i. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2016.xlsx>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2015. 2017j. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2015.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2014. 2017k. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2014.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2013. 2017l. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2013.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2012. 2017m. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2012.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2011. 2017n. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2011.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2010. 2017o. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2010.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

_____. **Dados estatísticos:** produção por campos 2009. 2017p. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2009.xls>. Acesso em: 1º ago. 2017.

ALTVATER, Elmar. **O Fim do capitalismo como o conhecemos**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2010.

BAFFES, John et al. Understanding the plunge in oil prices: sources and implications. In: WORLD BANK GROUP. **Global economic prospects**, Washington, DC, jan. 2015. cap. 4. Disponível em: <https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEP2015a/pdfs/GEP15a_web_full.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BAKER HUGHES. **North America rig count (jan. 2000 – current)**. 2017. Disponível em: <<http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9Njg1NzE3fENoaWxkSUQ9Mzk1OTMxR5cGU9MQ==&t=1>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BAUMEISTER, Christiane; KILIAN, Lutz. **Understanding the decline in the price oil since june 2014**. Canadá, 22 fev. 2015. Disponível em: <<https://files.stlouisfed.org/files/htdocs/conferences/applieconometrics/2015/ChristianeBaumeister.pdf>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

BOLETIM da produção de petróleo e gás natural. Rio de Janeiro: ANP, n. 76, dez. 2017a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/boletim_de_dezembro-2016.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BOLETIM da produção de petróleo e gás natural. Rio de Janeiro: ANP, n. 85, set. 2017b. Número 85. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_setembro-2017.pdf>. Acesso em: 1 nov. 2017.

BP. **BP statistical review of world energy**. 66th ed. jun. 2017. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

BRASIL. Lei 2.004/1953, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 3 out. 1953. Seção 1, p. 16705. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1950-1959/lei-2004-3-outubro-1953-366242-publicacaooriginal-1-pl.html>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

_____. Lei 9.478/1997, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Diário Oficial [da] União, Poder Executivo, Brasília, DF, 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. Lei 12.276/2010, de 30 de junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 30 jun. 2010a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. Lei 12.304/2010, de 2 de agosto de 2010. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. **Diário Oficial [da] União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 3 ago. 2010b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. Lei 12.351/2010, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial [da] União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 23 dez. 2010c. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução Nº 1, de 24 de junho de 2014. Aprovar a contratação direta da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal, no regime de partilha de produção, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] União**, 26 jun. 2014. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1250812/Resolucao_CNPE_1_2014.pdf/2f07964a-2592-4eba-a062-c87a24d2d6bd>. Acesso em: 30 abr. 2017

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Novo marco regulatório: pré-sal e áreas estratégicas**. Apresentação Marco Regulatório, Brasília, 1 set. 2009. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1657891/marcoregulatorio.pdf/5a84df18-90d0-49eb-ba50-6e2500bc997e>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

BRASIL. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. **Programa de Aceleração do Crescimento 2007-2010**: Governo Federal. 22 jan. 2007. Apresentações: 2007. Disponível em: <http://www.planejamento.gov.br/apresentacoes/2007/070122_pac_medidas_institucionais.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2017.

BREVE história da não privatização da Petrobras. **VEJA**. 18 jul. 2016. Disponível em: <<https://veja.abril.com.br/blog/felipe-moura-brasil/breve-historia-da-nao-privatizacao-da-petrobras/#>>. Acesso em: 16 abr. 2017.

CHACRA, Gustavo. Sai acordo Petrobras e Repsol-YPF. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 28 jul. 2000. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2807200006.htm>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

CONTRERAS, Edelmira Del Carmen Alveal. **Os desbravadores**: a Petrobras e a construção do Brasil industrial. Rio de Janeiro: Relume Dumará: ANPOCS, 1994.

COSTAS, Ruth. ‘Novo petróleo’ promete mudar mapa geopolítico da energia. **BBC Brasil**, 2 maio 2012. Disponível em: <http://www.bbc.com/portuguese/noticias/2012/05/120501_petroleo_geopolitica_rc>. Acesso em: 30 jun. 2017.

CROOKS, Ed. Oil and gas: Debt fears flare up. **Financial Times**, 21 mar. 2016a. Disponível em: <<https://www.ft.com/content/d48b1922-eadd-11e5-bb79-2303682345c8>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. Big oil groups raise net debt by a third to cope with low prices. **Financial Times**. 29 maio 2016b. Disponível em: <<https://www.ft.com/content/88a4d2d8-25ba-11e6-8b18-91555f2f4fde>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

CRUZ, Valdo. Governo Lula dá viés social e nacionalista ao pré-sal. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 30 ago. 2009. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/especial/fj3008200901.htm>> . Acesso em: 15 abr. 2017.

DALE, Spencer. **New economics of oil**. London: Society of Economists Annual Conference, 2015. Disponível em: <<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/speeches/2015/new-economics-of-oil-spencer-dale.pdf>> . Acesso em: 31 ago. 2017.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON. Potenciais recursos de alguns prospectos localizados no litoral brasileiro. Tradução Lenora Pereira Hupsel de Oliveira. Relatório. 1 jul. 2010. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1666>>. Acesso em: 23 abr. 2017.

DOMANSKI, Dietrich et al. Oil and Debt. **BIS Quarterly Review**, mar. 2015. Disponível em: <https://www.bis.org/publ/qtrpdf/r_qt1503f.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2017.

EIA. **What drives crude oil prices**: spot prices. 2017a. Disponível em: <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/spot_prices.php>. Acesso em: 30 jun. 2017.

_____. **Tight oil production**. 2017b. Disponível em: <www.eia.gov/energyexplained/data/U.S.%20tight%20oil%20production.xlsx>. Acesso em: 31 jul. 2017.

_____. **Monthly energy review**: august 2017. 2017c. Disponível em: <<https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/archive/00351708.pdf>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

FARIZA, Ignacio; POZZI, Sandro. A crise do petróleo: baixa recorde nos preços do petróleo afunda as contas das gigantes da indústria. **El País**, 7 fev. 2016. Disponível em: <https://brasil.elpais.com/brasil/2016/02/06/economia/1454783774_160831.html>. Acesso em: 30 abr. 2017.

GOLDMAN Sachs recomenda privatizar Petrobrás, CEF e BB. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 25 jan. 1999. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/blog/felipe-moura-brasil/breve-historia-da-nao-privatizacao-da-petrobras/>>. Acesso em 16/4/2017.

GRAAUW, L.; MCCREERY, J.; MURPHY, B. **Capital productivity for oil and gas in a low-price environment**. [s. l.]: Bain & Company, 2015. Disponível em: <http://www.bain.com/Images/BAIN_BRIEF_Capital_productivity_for_OG_in_a_low_p_rice_envirnoment.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2017.

IEA. **World energy investment 2017**. France: OECD/IEA, 2017a. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/wei2017/>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **World energy investment 2016**. France: OECD/IEA, 2016a. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEI2016.pdf>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **World energy outlook 2016**. France: OECD/IEA, 2016b. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/wei2017/>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **Oil market report**. 11 ago. 2017b. Disponível em: <<https://www.iea.org/oilmarketreport/>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis). ExxonMobil de-booked 3.5 billion barrels of Canadian oil sands in 2016, but did not reduce the dollar value of its assets. Is the value of the company overstated? **ExxonMobil Investor Note**. 17 abr. 2017. Disponível em: <http://ieefa.org/wp-content/uploads/2017/04/ExxonMobil-Investor-Note_April-2017.pdf>. Acesso em 30 jun. 2017.

KURZ, Robert. Sinal verde para o caos da crise: ascensão e limites do capitalismo automobilístico. In: _____. **Os últimos combates**. Petrópolis, RJ: Vozes, 1997.

_____. Natureza em Ruínas. In: _____. **Com todo vapor ao colapso**. Juiz de Fora, MG: Editora UFJF-PAZULIN, 2004a.

_____. **O Combustível da máquina mundial**: vem aí uma nova crise do petróleo?. 2004b. Disponível em: <<http://obeco.planetaclix.pt/rkurz167.htm>> Acesso em: 31 mar. 2017.

LEBLANC, Raoul. **Operational efficiency the new normal**: what it takes to survive and grow in an era of low oil prices. IHS, 2015. Disponível em:

<https://www.ihs.com/pdf/ENE-Operational-EfficiencyOil-LeBlanc-Final-LowRes_222640110915583632.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2017.

LIMA, Paulo C. R. **Descrição e análise do contrato de cessão onerosa entre a União e a Petrobras**. Brasília, DF: Câmara dos Deputados. Consultoria Legislativa, 2010. Nota Técnica, set. 2010. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/acamara/documentos-e-pesquisa/estudos-e-notas-tecnicas/areas-da-conle/tema16/2010_9360.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2017.

LIMINAR impede troca de ativos entre Petrobras e Repsol-YPF. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 6 set. 2002. Economia & Negócios. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,liminar-impede-troca-de-ativos-entre-petrobras-e-repsol-ypf,20020906p37182>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

LODER, Asjlyn. Shakeout threatens shale patch as frackers go for broke. **Bloomberg News**, 27 maio 2014. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-26/shakeout-threatens-shale-patch-as-frackers-go-for-broke>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

MACEDO, Fausto. STJ determina perícia em polêmico negócio da Petrobras no governo FHC. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 19 mar. 2016. Disponível em: <<http://politica.estadao.com.br/blogs/fausto-macedo/stj-determina-pericia-em-polemico-negocio-da-petrobras-no-governo-fhc/>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

MLADA, Sona. North american shale breakeven prices: what to expect from 2017? **Oil & Gas Financial Journal**, 16 fev. 2017. Disponível em: <<https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/shale-breakeven-prices-2017>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

MOODY'S eleva nota da Petrobras, mas estatal segue no grau especulativo. **G1**. 21 out. 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/10/moodys-eleva-nota-da-petrobras-mas-estatal-segue-no-grau-especulativo.html>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: IPEA: Petrobras, 2013. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2017.

MORSE, Luciano L. **Análise do crescimento do volume recuperável provado de campos de petróleo**. 2006. 136 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/llmorse.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

OPEC. **Agreement**. OPEC Press Releases 2016. 30 nov. 2016. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/4696.htm>. Acesso em: 31 ago. 2017.

PETROBRAS. Form 20F 2016: 26 de abril de 2017. 2017a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/5148>>. Acesso em: 31 ago .2017.

_____. **Form 20F 2015:** 27 de abril de 2016. 2016a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2014:** 15 de maio de 2015. 2015a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2013:** 30 de abril de 2014. 2014a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2012:** 26 de abril de 2013. 2013. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2011:** 30 de março de 2012. 2012a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2010:** 25 de maio de 2011. 2011a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>> . Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2009:** 19 de maio de 2010. 2010a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>> . Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2008:** 27 de março de 2009. 2009a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>> . Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2007:** 16 de maio de 2008. 2008a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>> . Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Form 20F 2006:** 25 de junho de 2007. 2007a. Relacionamento com investidores, Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>> . Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano estratégico:** plano de negócios e gestão 2017 – 2021: setembro 2016. Relacionamento com investidores, Apresentações. 2016b. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4449>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano de negócios e gestão:** 2015-2019: apresentação para imprensa 29 de junho de 2015. 2015b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3013>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano estratégico Petrobras 2030 e plano de negócios e gestão 2014-2018:** teleconferência/webcast 26 de fevereiro de 2014. 2014b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/522>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano de negócios e gestão 2013-2017:** 19 de março de 2013. 2013b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1111>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano de negócios e gestão 2012-2016:** plano estratégico Petrobras 2020: 25 de junho de 2012. 2012b. Relacionamento com investidores, Apresentações. 2. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1557>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano estratégico Petrobras 2020:** plano de negócios e gestão 2011-2015: 26 de julho de 2011. 2011b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1570>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Plano de negócios 2010-2014:** 18 de junho de 2010. 2010b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1391>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

_____. **Plano de negócios 2009-2013:** 26 de janeiro, 2009. 2009b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1438>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

_____. **Plano de investimentos 2008-2012:** 11 de setembro de 2007. 2007b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1466>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

_____. **Plano de negócios 2007-2011:** 19 de julho de 2006. 2006b. Relacionamento com investidores, Apresentações. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/1500>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

_____. **Plano de negócios 2006-2010:** 23 de agosto, 2005. 2005. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/17267660/Estrategia-corporativa-da-PETROBRAS-2006-2010>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

_____. **Composição do capital social:** 2010 - 2017. 2017b. Relacionamento com investidores, Governança corporativa. Planilha. Disponível em: <<https://petr.infoinvest.com.br/planilhas/google/data/composicao-do-capital-social.xlsx>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

_____. **Exploração e produção de petróleo e gás:** marco regulatório. 2017c. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

_____. **Reservas provadas combinadas - SPE:** 2016 - 2000. 2017d. Relacionamento com investidores, destaques operacionais. Planilha. Disponível em: <<https://petr.infoinvest.com.br/planilhas/google/data/reservas-provadas-spe.xlsx>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Produção de óleo e gás natural:** produção de óleo e LGN (Mbpd) : produção de gás natural sem liquefeito (Mm/d): 2000 – média 2017. 2017e. Relacionamento com investidores, destaques operacionais. Planilha. Disponível em: <<https://petr.infoinvest.com.br/planilhas/google/data/producao-de-oleo-e-gas-natural.xlsx>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Produção e comercialização:** produção de óleo e gás natural: veja informações sobre as nossas produções de óleo e gás e atividades de comercialização, com gráficos e tabelas. 2017. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/producao-e-comercializacao>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Investimentos:** confira valores de investimentos nas nossas áreas de negócio: investimento real: investimento nominal. 2017. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Histórico do investimento real:** 2016 - 1975. 2017f. Relacionamento com investidores, destaques operacionais. Planilha. Disponível em: <<https://petr.infoinvest.com.br/planilhas/google/data/investimentos-real.xlsx>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Endividamento e alavancagem:** alavancagem IFRS: confira nossos números em IFRS. 2017h. Relacionamento com investidores, dívida. Planilha. Disponível em: <<https://petr.infoinvest.com.br/planilhas/google/data/alavancagem-ifrs.xlsx>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

_____. **Endividamento e alavancagem:** alavancagem IFRS USD. 2017i. Relacionamento com investidores, dívida. Planilha. Disponível em: <<https://petr.infoinvest.com.br/planilhas/google/data/alavancagem-ifrs-usd.xlsx>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

_____. **Rating:** conheça as nossas posições de acordo com os critérios das agências de classificação de risco. Rio de Janeiro, 2017k. Relacionamento com investidores, dívida. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/divida/rating>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

_____. **Inovação e aumento de eficiência no Campo de Libra.** 2 maio 2017. Relacionamento com os investidores, comunicados e fatos relevantes. 2017l. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4981>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Relatório ao mercado financeiro (RMF).** 2006-2017. 2017. In: Relacionamento com investidores, resultados financeiros. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Holding:** informações trimestrais (ITR). 2006-2017. 2017. Relacionamento com investidores, resultados financeiros. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Holding:** Divulgação de resultados: 2T17, coletiva de imprensa. 10 ago. 2017. Relacionamento com investidores, resultados financeiros. 2017m. Disponível em: http://files.investidorpetrobras.com.br/conteudo/Apresentacao-2T17-Imprensa-10-08-2017_Portugues.pdf. Acesso em: 31 ago 2017.

_____. **Holding:** Demonstrações contábeis (DFP): 31 dez. 2016 e 2015. 2017n. Relacionamento com investidores, resultados financeiros. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4861>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Holding:** Divulgação de resultados: 2016 / 4T 2016, teleconferência. 22 mar. 2017. Relacionamento com investidores, resultados financeiros. 2017o. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4823>>. Acesso em: 31 ago 2017.

_____. **Relatório da administração: 2016.** Relacionamento com investidores, relatórios anuais. 2017p. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4942>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. **Esclarecimento sobre notícias:** cotação do Petróleo – cessão onerosa. 7 abr. 2016. Relacionamento com investidores, comunicados e fatos relevantes. 2016c. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/esclarecimento-sobre-noticias-cotacao-do-petroleo-u-cessao-onerosa>> . Acesso em: 15 abr. 2017.

_____. **Holding:** Divulgação de resultados: 4º trimestre 2015 e exercício 2015, teleconferência. 22 mar. 2016. Relacionamento com investidores, resultados financeiros. 2016d. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3789>>. Acesso em: 31 ago 2017.

_____. **Viabilidade econômica da produção no pré-sal:** nota de esclarecimento: 6 jan. 2015. Fatos e Dados. 2015c. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e>

dados/esclarecimento-viabilidade-de-producao-no-pre-sal.htm>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **Declaração de comercialidade da área de Sépia Leste, no pré-sal da Bacia de Santos:** 12 nov. 2015. Fatos e Dados. 2015d. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/declaracao-de-comercialidade-da-area-de-sepia-leste-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **Declaramos comercialidade das áreas de Iara e Entorno de Iara, no pré-sal da Bacia de Santos.** 30 dez. 2014. Fatos e Dados. 2015e. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/declaramos-comercialidade-das-areas-de-iara-e-entorno-de-iara-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **Holding:** divulgação de resultados: 4º trimestre de 2014 e exercício de 2014, teleconferência. 23 abr. 2015. Relacionamento com investidores, resultados financeiros. 2015f. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/2677>>. Acesso em: 31 ago 2017.

_____. **Volumes excedentes do pré-sal:** 10 a 15 bilhões de barris. 29 jun. 2014. Fatos e dados. 2014c. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-do-pre-sal-10-a-15-bilhoes-de-barris.htm>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

_____. **Declaração de comercialidade da área de carioca.** 19 dez. 2013. Relacionamento com investidores, comunicados e fatos relevantes. 2013c. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/declaracao-de-comercialidade-da-area-de-carioca>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. Fato relevante: Declaração de comercialidade da área de Guará. 29 dez 2011. In: **Relacionamento com Investidores.** 2011c. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/declaracao-de-comercialidade-da-area-de-guara>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. Fato relevante: Declaração de comercialidade das áreas de Tupi e Iracema. 29 dez 2010. In: **Relacionamento com Investidores.** 2010c. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-declaracao-de-comercialidade-das-areas-de-tupi-e-iracema>. Acesso em: 30 abr. 2017.

_____. **Demonstrações financeiras padronizadas (DFP):** 31/12/2010. 25 fev. 2011. Relacionamento com investidores, resultados financeiros, holding. 2011d. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/134>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

PETROBRAS pode leiloar 31% das ações. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 19 out. 1996. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/1996/10/19/brasil/27.html>> Acesso em: 16 abr. 2017.

PETROBRAS lançará ações na Bolsa de NY. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 22 jul. 1999. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi22069912.htm>> Acesso em: 16/4/2017.

PRÉ-SAL é bilhete premiado para o Brasil, avalia Lula. **Valor Online**, 28 ago. 2008. Disponível em: <<http://economia.ig.com.br/presal-e-bilhete-premiado-para-o-brasil-avalia-lula/n1237716498827.html>>. Acesso em: 15/4/2017

RECENT trends in U.S. land drilling market: re-fracking, growing well inventory, lower rig count. **Forbes**, 26 mar 2015. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/greatspeculations/2015/03/26/recent-trends-in-u-s-land-drilling-market-re-fracking-growing-well-inventory-lower-rig-count/#3adb30292842>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

RECORDAR é viver: como FHC e Serra tentaram privatizar a Petrobras. 16 out. 2010. Geopolítica do Petróleo. Espaço para discussão da geopolítica dos recursos energéticos, energia e poder... Clipping. Disponível em: <<https://geopoliticadopetroleo.wordpress.com/2010/10/16/recordar-e-viver-como-fhc-e-serra-tentaram-privatizar-a-petrobras/>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

RODRIGUES, Larissa A. **Cenários econômico-financeiros da produção em campos do pré-sal sob distintos regimes regulatórios**. 2016. 405 f. Tese (Doutorado em Ciências) Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

MORGAN Stanley reduz projeção de preço do petróleo dos EUA para o final de 2018. **REUTERS**. 26 mai. 2017 Disponível em: <<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN18M1S3-OBRBS>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

STATOIL. Annual report and form 20-F: 2016. 2017. Disponível em: <<https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/annual-reports/2016/statoil-2016-annualreport-20-F.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2017

UNITED STATES OF AMERICA. DEPARTMENT OF THE TREASURY. Federal Reserve System, Federal Deposit Insurance Corporation. **Interagency guidance on leveraged loans**. 22 mar. 2013. Disponível em: <<https://www.fdic.gov/news/news/press/2013/fr-ll-preamble-and-guidance.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

VEJA HISTÓRICO das notas de crédito do Brasil pelas agências de rating. **G1**. 24 fev. 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/02/veja-historico-das-notas-de-credito-do-brasil-pelas-agencias-de-rating.html>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

VILLELA, Gustavo. Agências de classificação de risco falharam na crise global de 2008. **O Globo**, 24 mar. 2014. Acervo O Globo. Disponível em: <<http://acervo.oglobo.globo.com/em-destaque/agencias-de-classificacao-de-risco-falharam-na-crise-global-de-2008-11976989>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

WHEN will pre-FID oil projects be commercial again? **Wood Mackenzie**, 13 jul. 2016. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/news/editorial/pre-fid-oil-projects-commercial/>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

YERGIN, Daniel. Why OPEC no longer calls the shots? **The Wall Street Journal**, 14 out. 2013. Disponível em: <<https://www.wsj.com/articles/daniel-yergin-why-opec-no-longer-calls-the-shots-1381793163>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. American shale gas and tight oil: reshaping the global energy balance. **IHS Markit**, 4 mar. 2014. Disponível em: <<http://blog.ihs.com/american-shale-gas-and-tight-oil-reshaping-the-global-energy-balance-2>>. Acesso em: 31 ago. 2017.

_____. Who will rule the oil market? **The New York Times**, 23 jan. 2015. Disponível em: <<https://www.nytimes.com/2015/01/25/opinion/sunday/what-happened-to-the-price-of-oil.html>>. Acesso em: 31 ago. 2017.