

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**  
**INSTITUTO DE ECONOMIA**

THALES DE OLIVEIRA COSTA VIEGAS

**COMPETITIVIDADE EM CUSTOS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA**  
**EM ÁGUAS PROFUNDAS**

RIO DE JANEIRO  
2013

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**  
**INSTITUTO DE ECONOMIA**

**COMPETITIVIDADE EM CUSTOS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA**  
**EM ÁGUAS PROFUNDAS**

THALES DE OLIVEIRA COSTA VIEGAS

ORIENTADOR: EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

CO-ORIENTADOR: FRANCISCO JAVIER RAMOS REAL

RIO DE JANEIRO  
2013

# **COMPETITIVIDADE EM CUSTOS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA EM ÁGUAS PROFUNDAS**

Thales de Oliveira Costa Viegas

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida  
Co-Orientador: Francisco Javier Ramos Real

RIO DE JANEIRO  
2013

**COMPETITIVIDADE EM CUSTOS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA EM  
ÁGUAS PROFUNDAS**

Thales de Oliveira Costa Viegas

Orientador

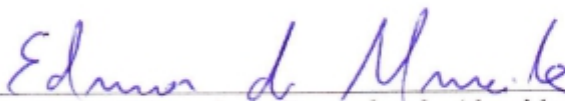
Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Co-Orientador

Francisco Javier Ramos Real

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

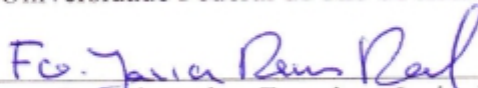
Aprovada por:



Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

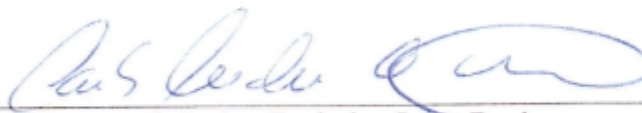
Presidente da Banca (orientador)

Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ



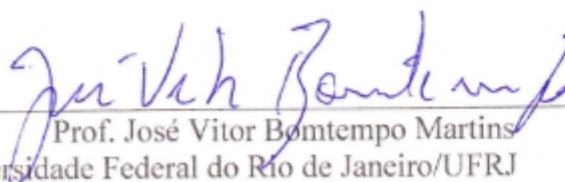
Co-Orientador: Francisco Javier Ramos Real

Universidade de La Laguna



Prof. Carlos Frederico Leão Rocha

Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ



Prof. José Vitor Bontempo Martins

Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ



Prof. Virgílio Jose Martins Ferreira Filho

Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ

Viegas, Thales de Oliveira Costa

Competitividade em Custos na Atividade Petrolífera em Águas Profundas e Ultraprofundas/ Thales de Oliveira Costa Viegas – Rio de Janeiro: UFRJ/IE, 2013.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Co-Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Tese de Doutorado – UFRJ/IE Programa de pós-graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2013.

Referências Bibliográficas: pp. XXX-XXX.

1. Competitividade. 2. Custo. 3. Petróleo. 4. Gás. 6. Águas Profundas. I. Almeida, Edmar. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Título.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, que me possibilitou aprofundar os conhecimentos sobre Economia e sobre as indústrias produtoras de Energia, em particular, o setor de Petróleo e Gás.

Ao Prof. Edmar, ao Prof. Francisco, pelas orientações e apoio, em distintas ocasiões, ao longo da execução desta tese e pela confiança demonstrada em torno dos resultados deste trabalho.

Ao Grupo de Economia da Energia, pelas diversas oportunidades de pesquisa e aprendizado, assim como pela promoção da reflexão sobre economia da energia. A cooperação e o debate de ideias no âmbito do Grupo foram enriquecedores. Às secretárias Joseane e Daisy, pela atenção e carinho no trato e a todos os companheiros de Grupo de Economia da Energia que me apoiaram e fizeram parte dessa realização.

Ao CNPQ pelo apoio financeiro ao longo do doutorado e à CAPES pelo suporte, de semelhante natureza, durante período de doutorado Sanduíche no exterior.

Ao Departamento de Análise Econômica da Universidade de La Laguna da Espanha por me acolher e oferecer apoio à esta pesquisa.

À professora Michele Foss, chefe do Center for Energy Economics Bureau of Economic Geology da Universidade do Texas, Estados Unidos, e aos pesquisadores desta instituição, Gurcan Gulen e Miranda Wainberg pela recepção e ajuda na fase da pesquisa de campo.

Aos meus amigos pela compreensão quanto às diversas ausências em momentos valiosos. Destaque para os amigos com os quais compartilhei república e contribuíram com os debates sobre os temas acadêmicos: Wilson, Gregório, Danilo e Bento.

À minha namorada Mariana pelo carinho e cooperação.

Por fim, aos meus pais e meu irmão, pelo amor e carinho de sempre e incentivo incondicional.

## RESUMO

Thales de Oliveira Costa Viegas

Orientador

Prof.: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Co-Orientador

Francisco Javier Ramos Real

Resumo da Tese de doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Esta tese aborda a diversidade presente no setor de petróleo e gás e trata da influência das estruturas de mercado, bem como dos ciclos econômicos em preços e custos no interior da indústria. Este trabalho tem como objetivo analisar a competitividade em custos das petroleiras na execução de projetos de petróleo e gás em águas profundas. Para lograr esse fito, foram utilizados, essencialmente, três métodos de pesquisa para identificar a possibilidade de haver significativa diferenciação entre as petroleiras, que pudessem permitir a aquisição de vantagens competitivas em custos. O primeiro e o segundo método são de natureza quantitativa e o terceiro é qualitativo. Desenvolvemos um modelo de fluxo de caixa descontado para avaliar o impacto dos custos na rentabilidade dos projetos. Ademais, foi proposto um modelo econométrico cuja unidade de análise era o índice CAPEX/BOE, ponderado pelo volume de reservas, para que fossem expurgados os efeitos de escala na análise. Primeiro, foi constatada a possibilidade de haver heterogeneidade significativa entre as observações, e a amostra foi classificada em dois grupos: aqueles projetos com "melhor desempenho" e aqueles com "pior desempenho" em custos. Foram utilizados modelos de resposta binária para ajudar a identificar as fontes de diferenciação em custos entre os projetos. Os resultados apontaram que projetos realizados no Brasil ou em Angola têm maior probabilidade de estar no grupo de melhor desempenho em custos. Já os aumentos do preço do petróleo e do tempo de desenvolvimento de reservas elevam a probabilidade de o projeto se enquadrar entre os de pior desempenho. Constatamos, ademais, que o desempenho em custos de uma petroleira guarda relação com a sua capacidade gerencial. A pesquisa de campo foi inspirada no arcabouço teórico das Capacitações Dinâmicas, que é composto, essencialmente, pela Capacidade de Adaptação, Capacidade de Absorção e Capacidade Inovativa de uma empresa. Os resultados obtidos com questionários e entrevistas sugerem que as petroleiras com capacitações dinâmicas mais sofisticadas têm maior probabilidade de adquirir e manter vantagens competitivas em custos no *offshore* de águas profundas. Conclui-se que as firmas com capacidade de integrar conhecimentos e tecnologias externas, seja a partir de alianças estratégicas com fornecedores ou via consórcios com operadores experientes, tendem a apresentar desempenho superior em custos, por aprimorarem a habilidade de planejar e executar projetos complexos em tempo hábil. Constatou-se, ainda, a coexistência de capacitações firma-específicas e práticas setor-específicas, que em certa medida padronizam processos, mas que nem sempre nivelam o desempenho.

Palavras-Chave: Competitividade, Custo, Petróleo, Gás, Águas Profundas, *Upstream*.

## ABSTRACT

Abstract da Tese de doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia.

The thesis addresses the diversity of the oil and gas industry and deals with the influence of market structures and economic cycles in prices and costs within the industry. The purpose of this thesis is to analyze cost competitiveness of the oil companies in of oil and gas offshore deepwater projects. Three research methods were utilized in order to identify the possibility of significant differentiation among the oil firms, which could lead to the acquisition of competitive advantages in cost. The first and second are quantitative and the third is qualitative. An econometric model in which the unit of analysis was the index CAPEX/BOE, weighted by the volume of reserves, expunged from the scale effects in the analysis. First, the results indicated the possibility of significant heterogeneity between the observations. The sample was classified into two groups: the "better performance" and "worse performance" in terms of costs. Models were used to identify the response binary sources of differentiation costs. The results showed that increases in the price of oil and the development time raise the likelihood of the project the least efficient. They also indicate that the probability of the project belonging the group of better performance increases in the following cases: i) when there is predominance of oil in the reservoir field or when it was executed in Brazil or Angola. It can be inferred that the performance in oil cost is related to management capacity. The field research was inspired by the theoretical framework of Dynamic Capabilities, which are composed mainly by Adaptive Capacity, Absorptive Capacity and Innovative Capacity. The results obtained from the questionnaires and interviews suggest that the oil companies with more sophisticated dynamic capabilities are more likely to acquire and maintain competitive advantages in costs in offshore deepwater. We conclude that firms with knowledge and ability to integrate external technologies, either from strategic alliances with suppliers or via consortia with experienced operators tend to have a better performance in costs per barrel and the ability to plan and execute complex projects in time. The results indicate the coexistence of firm-specific skills and industry-specific practices. Standardize these processes does not always enhance the performance.

Keywords: Competitiveness, Cost, Oil, Gas, Deepwater, *Upstream*.



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ANP</b>	Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BNDES</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento
<b>BOE</b>	Barrels of Oil Equivalent
<b>CAPEX</b>	Capital Cost Expenditure
<b>CENPES</b>	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Petrobras)
<b>DOE</b>	Departamento de Energia (EUA)
<b>DOI</b>	Department of Interior (EUA)
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>EIA</b>	Energy International Agency
<b>EPC</b>	Engineering Procurement and Construction
<b>F&amp;A</b>	Fusões e Aquisições
<b>FEED</b>	Front End Engineering Design
<b>FPSO</b>	Floating Production storage and Offloading
<b>G&amp;G</b>	Geological and Geofisical
<b>GNL</b>	Gás Natural Liquefeito
<b>GOM</b>	Gulf of Mexico
<b>IMP</b>	Indústria Mundial do Petróleo
<b>IOC's</b>	<i>International Oil Companies</i>
<b>IPA</b>	Independent Project Analysis
<b>NOC's</b>	Nation Oil Companies
<b>ONIP</b>	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
<b>OPEP</b>	Organização dos Países Produtores de Petróleo
<b>OPEX</b>	Operational Cost Expenditure
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e Desenvolvimento
<b>PMI</b>	Project Management Institute
<b>PSC</b>	Production Sharing Contract
<b>ROV</b>	<i>Remotely Operated Vehicle</i>
<b>SEC</b>	Security Exchange Commission
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers
<b>TIR</b>	Taxa Interna de Retorno
<b>TLP</b>	Tension Leg Platform
<b>UCCI</b>	<i>Upstream Capital Cost Index</i>
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diferenças Críticas entre as Principais Abordagens .....	33
Figura 2- Definições Alternativas de Capacitações Dinâmicas.....	34
Figura 3 - Paradigmas de Estratégia: Características Relevantes.....	35
Figura 4 - Microfundamentos das Capacitações Dinâmicas .....	37
Figura 5 - Curva de custos de oferta de longo prazo de petróleo .....	55
Figura 6 - Capex por Categoria de Petroleira .....	64
Figura 7 - Tamanho médio das descobertas em 2009, por profundidade,.....	66
Figura 8 - Parâmetros Econômicos de Modelagem.....	85
Figura 9 - Tipos de Plataformas de Produção de Petróleo e Gás .....	97
Figura 10 – Produção em Águas Profundas (histórica e projetada), .....	107
Figura 11 - Participação da produção em Águas Profundas, do total produzido .....	108
Figura 12 - Percentual da Produção em Águas Profundas por firma, .....	109
Figura 13 - Participação de cada Empresa na Produção em Águas Profundas, .....	109
Figura 14 – Firms Investidoras com Maior Número de Projetos .....	110
Figura 15 - Firms Investidoras com Menor Número de Projetos .....	111
Figura 16 - Produção em Águas Profundas, entre 1979 e 2012, .....	112
Figura 17 - Produção Offshore de Hidrocarbonetos mundial .....	112
Figura 18 - Produção em Águas Profundas, em 2010, por região.....	113
Figura 19 - Distribuição Regional dos Investimentos em E&P por Região,.....	118
Figura 20 - Caracterização da Cadeia de Fornecimento de Bens e Serviços Offshore .....	120
Figura 21 - Receitas e Rentabilidades dos Segmentos .....	121
Figura 22 - Participação de Mercado de 32 Classes de Equipamentos e Serviços.....	122
Figura 23 - Receitas dos fornecedores de serviços e equipamentos de E&P em 2007 .....	123
Figura 24 - Negócios Globais de Fusão e Aquisição na Indústria Parapetrolífera,.....	125
Figura 25 - Crescimento Médio Anual Ponderado dos segmentos do setor parapetrolífero ..	126
Figura 26 - FPSO's em Operação ou Encomendadas.....	127
Figura 27 - Projetos de Unidades Flutuantes no Estágio de Planejamento .....	128
Figura 28 - Árvores de Natal molhadas instaladas por operador .....	128
Figura 29 - Árvores de Natal molhadas contratadas por profundidade (em pés),.....	129
Figura 30 - Distribuição do Custo de Capital de um Projeto Petrolífero Típico, .....	136
Figura 31 - Distribuição percentual dos custos de desenvolvimento dos campos .....	137
Figura 32 - Estágios do Investimento em um Projeto Petrolífero, .....	138
Figura 33- Distribuição percentual dos custos de um projeto EPC,.....	145
Figura 34 - Distribuição percentual, por tipo de contrato, dos grandes projetos.....	149
Figura 35 - Custo de Descoberta e Desenvolvimento de reservas, por barril de petróleo equivalente, por petroleira, em dólares correntes, entre 2002 e 2011 .....	156
Figura 36 - Custo (CAPEX) de Descoberta e Desenvolvimento de reservas por barril de petróleo equivalente, por petroleira, em dólares correntes, média entre 2007 e 2011 .....	157
Figura 37 - Custo (OPEX) de Produção, por barril de petróleo equivalente,.....	158
Figura 38 - Custo (OPEX) de Produção, por barril de petróleo equivalente,.....	158
Figura 39 - Índices de Custo de Capital do <i>Upstream</i> , Índice de Preço do Aço e .....	160
Figura 40 - Custo de Equilíbrio de Descoberta e Desenvolvimento e.....	162
Figura 41 - Sub-Populações com taus de 1/3 da População .....	189
Figura 42 - Regressão Quantílica .....	190
Figura 43 - Processo Resumido da Pesquisa de Campo.....	201

Figura 44 - Modelo de Pesquisa de Capacitações Dinâmicas .....	203
Figura 45 - Total das Respostas, por categoria.....	222
Figura 46 - Importância para os operadores das Inovações em Tecnologias de Exploração .	277
Figura 47 - Importância para os operadores das Inovações em Tecnologias de Desenvolvimento de Campo.....	277
Figura 48 - Importância para os operadores das Inovações em Tecnologias de Produção ....	278
Figura 49 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Geologia e Geofísica .....	278
Figura 50 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Equipamentos de Perfuração .....	279
Figura 51 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Instalações de Superfície .....	279
Figura 52 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Infraestrutura Submarina .....	280
Figura 53 - Importância para a Redução de Custos da Cooperação entre Petroleiras e Fornecedores de Equipamentos e Serviços .....	280
Figura 54 - Importância para a Redução de Custos da Cooperação entre Petroleiras Parceiras em Consórcio de Investimento .....	281
Figura 55 - Importância da Influência, da Regulação de SMS, nos custos, nos últimos 20 anos .....	281
Figura 56 - Relevância dos Novos Padrões de segurança no crescimento dos Custos de Cumprimento da Regulação .....	282
Figura 57 - Importância das Inovações no Processo de Gestão de Risco para a Redução de Custos .....	282
Figura 58 - Importância para a Redução de Custos das Inovações nos Processos e Procedimentos de Gerenciamento de Projetos .....	283
Figura 59 - Importância da Qualificação e Experiência da Força de Trabalho para Determinar o Desempenho na Perfuração e Completação de Poços .....	283
Figura 60 - Importância da Padronização e Economias de Escala para Redução de Custos .	284
Figura 61 - Importância da Habilidade Negociar Contratos para a Redução de Custos .....	284
Figura 62 - Importância, de Intensidade, em que os Planos de Desenvolvimento e os Conceitos se Diferenciam entre os Projetos de Diferentes Operadoras (Considerando Semelhantes Condições).....	285
Figura 63 - TIR vs. CAPEX, Sob Concessão .....	293
Figura 64 - TIR vs. OPEX, Sob Concessão.....	293
Figura 65 – TIR vs. Preço do Petróleo, Sob Concessão .....	294
Figura 66 - TIR vs. Tempo de Entrada da Plataforma, Sob Concessão .....	294
Figura 67 - TIR vs. Tempo de Entrada da Plataforma, Sob Partilha.....	295

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Classificação do Petróleo segundo o Grau API .....	54
Tabela 2 - Investimento em P&D .....	102
Tabela 3 - Ranking das petroleiras conforme investimento em P&D, em milhões de euros .	104
Tabela 4 - Potencial de Descoberta de Reservas em Águas Profundas, no Mundo .....	114
Tabela 5 - Principais Descobertas de Hidrocarbonetos, nos anos 2000, no Mundo.....	116

Tabela 6 - Custo de Aluguel Diário de Sonda de Perfuração <i>Offshore</i> Profunda, em milhares de dólares.....	142
Tabela 7 - Resumo dos Procedimentos Adotados .....	186
Tabela 8 - Descrição das Variáveis .....	190
Tabela 9 - Descrição das Variáveis.....	191
Tabela 10 - Dummy de “deslocamento” [Controle] significativa .....	191
Tabela 11 - Estimção dos Coeficientes das Variáveis de Controle .....	193
Tabela 12 - Estimção dos Coeficientes das Variáveis de Controle .....	194
Tabela 13 - Resumo dos Resultados.....	194
Tabela 14- Resumo da Metodologia de Elaboração dos Questionários .....	207
Tabela 15 - Amostra Pesquisada.....	209
Tabela 16- Especialistas Entrevistados.....	213
Tabela 17 - Ranking das Respostas enquadradas em Importância “Muito Alta”.....	223
Tabela 18 – Resumo de Algumas das Principais Conclusões obtidas a partir dos Questionários, por Temática e por Questionário .....	229
Tabela 19 - Projetos Contemplados pela Base de Dados .....	286
Tabela 20 - Projetos Contemplados pela Base de Dados .....	286
Tabela 21 - Projetos Contemplados pela Base de Dados .....	287
Tabela 22 - Projetos Contemplados pela Base de Dados .....	288
Tabela 23 - Projetos Contemplados pela Base de Dados .....	289
Tabela 24 - Revisão de Bibliografia Empírica .....	291
Tabela 25 - Revisão de Bibliografia Empírica (Continuação) .....	291

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>CAPÍTULO 1: Capacitações Dinâmicas das Firmas e Seus Impactos nos Custos.....</b>	<b>25</b>
Introdução.....	25
1.1 Antecedentes Teóricos das Capacitações Dinâmicas .....	27
1.1.1 Visão Baseada em Recursos.....	27
1.1.2 Economia Evolucionária Schumpeteriana e Neoschumpeteriana .....	28
1.2 Fundação do Constructo das Capacitações Dinâmicas.....	31
1.3 Justificativa da Opção pela Teoria das Capacitações Dinâmicas .....	34
1.3.1 Esforços de Microfundamentação .....	36
1.3.2 Literatura Empírica: Microfundamentos e Constatações .....	39
1.3.3 Literatura Correlata e Aplicada à Indústria do Petróleo e Gás .....	41
Conclusão.....	47
<b>CAPÍTULO 2: Caracterização Técnica e Econômica da IMP.....</b>	<b>49</b>
Introdução.....	49
2.1 Principais Aspectos Técnico-Econômicos e Institucionais da IMP .....	52
2.1.1 Caracterização e Classificação do Petróleo.....	52
2.1.2 Tipos de Ambientes Exploratórios e Reservatórios .....	54
2.1.3 Complexidade dos Aspectos Técnicos-Econômicos do Setor.....	57
2.1.4 Principais Segmentos de atuação ao longo da Cadeia.....	58
2.1.4.1 <i>Upstream</i> .....	58
2.1.4.2 <i>Downstream</i> .....	60
2.2 Integração vertical predomina entre grandes petroleiras .....	61
2.3 Tipificação e Diversidade de Petroleiras que Atuam no E&P.....	62
2.3.1 Acesso a Recursos e Diferenciação Estratégica .....	64
2.3.2 Heterogeneidades Associadas ao Aspecto Regional .....	67
2.3.3 Importância dos Aspectos Institucionais no <i>Upstream</i> .....	69
2.4 Características Relevantes do Regime de Concessão.....	72
2.5 Características Relevantes do Regime de Partilha .....	73
2.5.1 Definição e Importância dos Custos na Partilha.....	75
2.5.2 Variantes dos Critérios nos Contratos de Partilha.....	76
2.5.3 Impacto comparado da Concessão e Partilha nos Custos.....	81
2.5.4 Avaliação Econômico-Fiscal de Projetos, sob o contrato de Concessão, no contexto regulatório-fiscal brasileiro .....	82
2.6 Metodologia da modelagem .....	84
2.6.1 Impactos em Custos derivados de Logos Períodos de Desenvolvimento ou Atrasos em Projetos .....	86
2.7 Resultados.....	86
Conclusão .....	87
<b>CAPÍTULO 3: Configurações da Indústria no <i>Upstream</i> de Águas Profundas.....</b>	<b>91</b>
Introdução.....	90
3.1 Tecnologias de Exploração e Produção: um vetor de redução de custos .....	93
3.1.1 Tecnologias para Estudos Geológicos e Geofísicos (G&G) .....	93
3.1.2 Tecnologias de Perfuração de Poços podem ser decisivas .....	95
3.2 Tecnologias de Produção e Submarinas são capital-intensivas.....	97
3.3 Competência das Petroleiras Operadoras .....	99

3.4 O domínio tecnológico e o processo de aprendizagem .....	101
3.5 Investimentos em P&D de Novas Tecnologias .....	104
3.6 Atuação das Petroleiras no E&P de Águas Profundas .....	106
3.7 Evolução da Exploração e Produção em Águas Profundas .....	111
3.7.1 Produção em Águas Profundas.....	111
3.7.2 Descobertas e Recursos por Descobrir em Águas Profundas.....	114
3.8 A Evolução dos Investimentos no <i>Upstream</i> de Águas Profundas .....	117
3.9 A Estrutura da Indústria de Fornecimento de Bens e Serviços .....	119
Conclusão .....	130

#### **CAPÍTULO 4: Estrutura e Evolução dos Custos do *Upstream* de Águas Profundas 133**

Introdução .....	133
4.1 A Complexa Composição de um Projeto de Águas Profundas .....	135
4.1.1 Caracterização das Distintas Fases e Sub-Fases de um Projeto .....	137
4.1.2 Custos da Etapa de Exploração e Avaliação .....	141
4.1.3 A centralidade dos Custos da Fase de Desenvolvimento .....	144
4.1.3.1 Estratégias de Contratação e seus Impactos nos Custos de Capital.....	146
4.2 Planejamento de Projeto Requer Capacidade para Estimar Custos.....	151
4.2.1 Custos de Operação e Produção .....	152
4.2.2 Custos de Desativação e Abandono .....	154
4.2.3 Custo Médio de Descoberta e Desenvolvimento (CAPEX).....	155
4.2.4 Custo Médio Por Barril Produzido (OPEX).....	157
4.3 Principais Fatores que Impactam os Custos da Indústria .....	159
4.3.1 Preço do Petróleo.....	164
4.3.2 Influência Cambial do Dólar nos Custos.....	166
4.3.3 Grau de Utilização da Capacidade da Indústria de Bens e Serviços .....	168
4.3.4 Disponibilidade Insuficiente de Trabalhadores Especializados .....	169
4.3.5 A tendência de Crescimento dos Custos de Capital e de Operação .....	171
Conclusão .....	171

#### **CAPÍTULO 5 – Modelo Empírico de Custos de Projeto de *Upstream* de Águas**

<b>Profundas .....</b>	<b>175</b>
Introdução .....	175
5.1 Revisão de Literatura .....	177
5.2 Dados: Etapas de Coleta e Processamento dos Dados .....	181
5.3 Escolha Fundamentada das Variáveis .....	183
5.4 Metodologia.....	184
5.5 Perguntas a serem respondidas por modelo estatístico.....	186
5.6 Modelo e Variáveis.....	190
5.6.1 Resultados e Modelo Linear Geral .....	191
5.6.2 Resultados do Modelo Linear Restrito: .....	191
5.7 Segunda Etapa: Fontes da Heterogeneidade.....	191
5.7.1 Identificando fontes da heterogeneidade .....	191
5.7.2 Fundamentos dos Modelos Probit e Logit.....	192
5.7.3 Resultados do Modelo Probit .....	193
5.7.4 Resultados do Modelo Logit .....	194
5.7.5 Resultados dos Modelos Probit e Logit.....	194
5.8 Limitações da Modelagem do Tema .....	195
Conclusão .....	196

<b>CAPÍTULO 6 - Pesquisa de Campo: Capacitações Dinâmicas das Petroleiras .....</b>	<b>200</b>
Introdução .....	200
6.1 Metodologia da Pesquisa de Campo .....	201
6.1.1 Fundamentos e Modelo Teórico da Pesquisa .....	201
6.1.2 Problema e Objetivo da Pesquisa de Campo .....	203
6.1.3 Métodos de Pesquisa de Campo .....	204
6.1.4 Metodologia de Elaboração dos Questionários .....	205
6.1.5 Fase de Testes do Questionário .....	207
6.1.6 População e Amostras Pesquisadas .....	208
6.1.7 Fase de Aplicação dos Questionários .....	210
6.2 Perguntas dos Questionários ajudam a Responder a Pergunta da Tese.....	210
6.3 Limitações da Pesquisa.....	211
6.4 Resultados e Conclusões da Pesquisa de Campo .....	212
6.4.1 Questionários Tipo 1 (Especialistas) e Tipo 2 (Operadoras).....	213
6.4.2 Questionário Tipo 3 (Parapetroleiras) .....	221
6.4.3 Resumo das Conclusões .....	226
<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>230</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>230</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>277</b>

## INTRODUÇÃO

O tema custos de capital na atividade de extração de petróleo e gás possui importância relevante para o setor petrolífero. Vale destacar pelo menos seis razões capazes de situar o assunto custos do E&P de águas profundas entre os mais importantes para o setor petrolífero, a saber: i) as petroleiras são capazes de gerir custos, mas não de fixar preço do petróleo; ii) as participações governamentais crescentes nos países hospedeiros tornam a disciplina sobre custos mais importante; iii) o gás e derivados de petróleo são empregados na produção e o aumento de seus preços também aumenta o custo da produção; iv) tem sido cada vez maior o custo marginal de extração de petróleo, a partir de novos campos, ou seja, aumentou o preço que equilibra os custos médios da produção incremental dos últimos anos; v) a rentabilidade dos projetos de elevada intensidade de capital é mais sensível aos custos, que se concentram no início do projeto; vi) o aumento dos custos médios por barril, ao longo da última década, tem motivado as petroleiras a executar programas de redução de custo, realizar pesquisas sobre custos e contratar estudos de *benchmarking*.

Empresas de consultoria também prestam serviços relacionados a esse tema, tamanha a sua importância para a indústria. Em um ano em que o ambiente de custos estava desfavorável, o gerente que atua com o tema custos na Petrobras, Carlos Gomes, publicou a sua pesquisa de pós-graduação, em que discute a relação entre aspectos organizacionais e o desempenho em custos da petroleira no *upstream* (GOMES, 2008). Naquele ano, a cotação internacional do petróleo teria superado os cento e quarenta dólares por barril. Nem mesmo o preço do petróleo oscilando acima dos cem de dólares, por um período de tempo razoável, é capaz de garantir a viabilidade de alguns campos com potencial de recuperação de petróleo e gás em águas profundas, diante da intensidade de capital associada a tais projetos. O nível de capacitação tecnológica requerida e os investimentos iniciais são significativos. O custo de extração, por barril, tende a ser superior àquele verificado em alguns outros ambientes exploratórios, em especial, se essa comparação for realizada entre campos com reservas de magnitudes (e produtividades) similares.

Os altos investimentos, desafios e riscos podem ser decisivos para definir quais atores serão capazes de ingressar e de se manter nas atividades petrolíferas de águas profundas. Nessas condições, o tema competitividade em custos se coloca em uma posição de destaque. Devido à complexidade do assunto esta tese realizou uma análise que contemplou as suas



dimensões - econômicas, regulatórias, tecnológicas, geológicas e organizacionais – por meio da utilização de ferramentas qualitativas e quantitativas.

Diante do desafio de se realizar projetos em águas profundas, a presente tese se propõe a investigar os aspectos que influenciam a execução desses empreendimentos com custos em níveis competitivos. Este trabalho trata dos elementos que determinam a capacidade das petroleiras de executar projetos de petróleo e gás, de águas profundas, com custos inferiores àqueles incorridos, na média, em empreendimentos petrolíferos de natureza similar e comparáveis. Em outros termos, procura-se identificar se algumas petroleiras podem adquirir vantagens competitivas, em relação às demais, no que se refere aos custos de investimento em projetos *offshore* em águas profundas.

A pergunta nuclear que motivou a tese se segmenta em duas etapas. A primeira é a seguinte: *as petroleiras se diferenciam, significativamente, em termos de custos de capital na execução de projetos de petróleo e gás de águas profundas?* Em caso de resposta positiva, a pergunta se desdobra na subsequente: *como as petroleiras podem adquirir e manter competitividade em custos na execução de projetos offshore de águas profundas?*

Este trabalho identificou a existência de diferenciação significativa entre as petroleiras, embora a utilização difundida de “melhores práticas” na indústria pudessem sugerir que os níveis de diferenciação são pouco relevantes, explicados, tão somente, por fatores geológicos. Destaque para o tempo dispendido na execução dos projetos, que podem se diferenciar consideravelmente e influenciar o nível dos custos. Nesta concepção superficial, a única fonte de diferenciação, relevante, estaria no âmbito da capacidade de descobrir reservas grandes e acessíveis, que permitissem o aproveitamento das suas economias de escala.

Contudo, a realização de descobertas atrativas e comerciais, seria uma condição necessária, mas não suficiente, para se lograr um desempenho competitivo em custos. Para o segundo extrato da pergunta, foi possível verificar que as petroleiras que desenvolvem capacidades tecnológicas e organizacionais adequadas poderiam adquirir e manter vantagens competitivas, em termos de custos, na execução de projetos *offshore* de águas profundas.

As respostas aos questionamentos da tese foram construídas, fundamentalmente, com base em três ferramentas de pesquisa. A primeira correspondeu à revisão bibliográfica. A segunda envolveu um esforço de quantificação, a partir do emprego da econometria, bem como de modelagem econômico-financeira, com base em fluxo de caixa. A terceira se consubstanciou na realização de uma pesquisa de campo para complementar os

procedimentos anteriores e oferecer uma fundamentação qualitativa para as reflexões propostas neste trabalho.

Três métodos de pesquisa de campo foram empregados, quais sejam: exploratório, descritivo e confirmatório. As respostas às perguntas da tese, então, foram construídas com base em diversas fontes e instrumentos de análise. Isso permitiu a proposição de contribuições relevantes, apoiadas em alguns resultados significativos, em termos quantitativos e consistentes do ponto de vista lógico. Eles remetem à importância das competências de natureza organizacional e técnica no desempenho em custos dos projetos, conforme será demonstrado ao longo deste trabalho.

Dito de outra maneira, para responder às perguntas procurou-se, no primeiro capítulo, debater o pano de fundo teórico-conceitual que informa boa parte das análises empreendidas na tese. O segundo capítulo discute a natureza complexa da indústria, com destaque para a diversidade dos aspectos geológicos e para a relação entre os elementos institucionais e os custos da atividade petrolífera. O terceiro capítulo descreve a configuração do segmento da indústria correspondente ao *offshore* de águas profundas. Nessa parte do trabalho, são destacados os elementos relativos à dinâmica da tecnologia e do mercado, que podem apresentar implicações em custos. No quarto capítulo, são abordados os custos de cada uma das principais etapas de um projeto de exploração e produção de petróleo e gás, bem como a clivagem entre variáveis controláveis e não controláveis. A análise enfatiza o papel da *performance* organizacional da petroleira no seu desempenho em custos. No quinto capítulo, o modelo econométrico é apresentado. E, no último capítulo, os resultados da pesquisa de campo são tratados, assim como os aspectos concretos que contornam os principais elementos discutidos ao longo desta tese. O objetivo e a metodologia de cada capítulo serão abordados na sequência.

No capítulo inicial, a discussão conceitual e a revisão da literatura empírica foram realizadas com o fito de levantar as ferramentas analíticas que seriam úteis ao desenvolvimento da tese. A identificação da abordagem teórica mais adequada para o tema passou pela busca de literatura aplicada ao comportamento da firma e às estratégias organizacionais. O constructo das Capacitações Dinâmicas se mostrou útil na busca por respostas às perguntas elementares da tese, propostas desde o início deste trabalho. Em suma, a metodologia de elaboração do capítulo teórico esteve fundamentada em quatro fases.

Primeiramente, buscou-se um contato preliminar com trabalhos acadêmicos aplicados à análise de eficiência das firmas, de desempenho em custos e do setor petrolífero. Em segundo lugar, procurou-se identificar qual abordagem teórica seria mais adequada ao

tratamento da temática para, na sequência, aprofundar a pesquisa bibliográfica sobre Capacitações Dinâmicas. Nesta terceira parte foi possível mapear o debate no interior desta corrente a partir das seguintes etapas: i) tratamento dos principais antecedentes teóricos; ii) sedimentação das definições de conceitos-chave; iii) discussão dos esforços de microfundamentação dos conceitos. Na última fase, a revisão da literatura empírica foi aprofundada. As principais constatações dela extraída compuseram a parte final do capítulo teórico.

A utilização da teoria das Capacitações Dinâmicas foi profícua, na medida em que o principal debate, no interior dessa corrente de pensamento, está fundamentado nos mesmos eixos em que o problema da tese se estrutura. Tanto a pergunta concreta, quanto a teoria se desenvolvem em torno da predominância de características heterogêneas ou de aspectos similares entre as firmas, no interior de um setor. Em outros termos, a discussão teórica principal se remete à importância relativa dos elementos peculiares a cada firma e dos aspectos comuns às empresas de um mesmo setor. Na prática, essa discussão teórica se desdobra na possibilidade de as empresas adquirirem e manterem vantagens competitivas.

A interlocução entre o debate teórico e a problemática da tese se verifica na coexistência de processos firma-específicos e de “melhores práticas” da indústria *offshore* de petróleo e gás. A eventual preponderância de elementos específicos das firmas poderia permitir que elas se diferenciasssem das demais, isto é, adquirissem vantagens competitivas. Os elementos úteis para refletir sobre essa dimensão deverão estar presentes na pesquisa de campo.

O debate em torno dos trabalhos aplicados ao setor de petróleo, que utilizam os conceitos caros às Capacitações Dinâmicas, serviu como insumo para o conjunto do trabalho, mais particularmente, para sinalizar a complexidade do tema e, portanto, a necessidade de um tratamento deste aspecto com a devida acuidade. É no segundo capítulo que se explora a natureza diversa e complexa do setor, bem como os seus outros atributos gerais. A caracterização dos principais aspectos técnicos, econômicos e institucionais da indústria do petróleo e gás constitui a primeira forma de abordagem do tema “custos” associados ao *upstream*.

Inicialmente, discorre-se sobre os aspectos mais básicos para qualificar os produtos petróleo e gás. Na sequência, são elencados os principais tipos de empresas petrolíferas. Por fim, discorre-se sobre as formas de manifestação de aspectos institucionais relevantes, que permeiam a atividade petrolífera e podem influenciar no desempenho em custos das empresas. Os assuntos foram abordados na referida sequência para facilitar a compreensão.

Partiu-se dos elementos técnicos concretos em direção aos aspectos institucionais, mais abstratos.

Na prática, a descrição das características da indústria indica a presença marcante da diversidade, seja no que tange aos agentes que nela atuam ou no que se refere aos ambientes operacionais, para citar alguns exemplos. Essa diversidade pode atuar como geradora endógena de heterogeneidade de capacitações e estratégias empresariais. Organizações que detêm ativos de diferentes naturezas, em distintos segmentos de atuação, na indústria do petróleo tendem a acumular competências desiguais. Analogamente, diferentes contextos institucionais, em geral, e regulatório-fiscais, em particular, podem conformar regimes de incentivos específicos, no que se refere ao desempenho em custos. O aprendizado operacional e regulatório também envolve curvas idiossincráticas de aprendizado. Existe um amplo conjunto de elementos regulatório-fiscais que podem ser combinados de várias formas e constituir inúmeros arranjos contratuais.

Contudo, esta tese procurou tratar apenas dos dois sistemas regulatórios predominantes entre os projetos de E&P executados em águas profundas no mundo, quais sejam: contrato de Concessão e contrato de Partilha, dando destaque para o segundo deles, em que os custos desempenham um papel central na definição do principal mecanismo de arrecadação fiscal, a saber: a repartição do lucro em óleo.

As decisões de investimento relativas a um projeto executado no âmbito do regime de partilha estão sujeitas à aprovação/influência da empresa nacional que representa o Estado hospedeiro. Os custos também podem estar sujeitos a limites impostos, a fim desestimular a eficiência da firma contratada para executar e operar o projeto. Nessas condições, poderia haver um ruído (que influenciaria) nas decisões de investimento das petroleiras. Na modelagem econométrica, empreendida no capítulo 5, o tipo de contrato constitui uma das variáveis testadas, o qual expressa parte dos aspectos regulatórios associados ao projeto. Por essa razão, a compreensão de cada um dos referidos regimes é importante.

A tecnologia constitui outro aspecto complexo que é considerado, de alguma forma, no referido modelo. Algumas das principais tecnologias empregadas no *upstream* de águas profundas também são abordadas no terceiro capítulo da tese. Como existem diversos processos, sistemas e subsistemas (máquinas, equipamentos, suas partes e subpartes) que constituem ou contêm tecnologias, de alguma maneira, optou-se por tratar de alguns itens de importância central e daqueles que passaram por importantes avanços. Vale salientar que não seria possível contemplar todo o universo de tecnologias (processos, produtos ou serviços) que poderiam influenciar os custos de modo significativo. Ainda assim, procurou-se

apresentar alguns conceitos tecnológicos consolidados e outros em contínua evolução, que são empregados em águas profundas.

Ainda na terceira parte da tese o processo de aprendizagem tecnológica é tratado, contemplando as maneiras pelas quais as empresas absorvem tecnologia, e realizam esforços de inovação. Tais iniciativas atuam no sentido de aprimorar as competências e o domínio tecnológico das firmas, relativos a determinado conjunto de materiais, equipamentos e processos. Grande parte da literatura de economia industrial aborda o tema capacidade tecnológica a partir de métricas como esforços de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e patentes, por exemplo. Contudo, a literatura aplicada à indústria do petróleo e gás, revisada no primeiro capítulo, apontou que a utilização de tais elementos, para este setor, não serviriam para indicar a capacidade tecnológica de uma petroleira. Os investimentos em P&D foram apontados para indicar as petroleiras que mais direcionam recursos para tal atividade. Também serviram para sublinhar a importância crescente dos esforços inovativos das empresas fornecedoras e prestadoras de serviços especializados — as parapetroleiras.

Os volumes de investimento em P&D poderiam dar pistas sobre as estratégias de posicionamento das petroleiras em áreas de fronteira tecnológica, nas quais se incluem as atividades de águas profundas. Por essa razão, aqueles indicadores teriam sido apresentados antes de uma análise da atuação das petroleiras em projetos de águas profundas. Tratar da evolução das descobertas e da produção nesses ambientes se mostrou necessário para apontar o grau de maturidade das tecnologias específicas ali empregadas, bem como o nível de amadurecimento das formações geológicas com potencial remanescente de descoberta. Se, por um lado, o avanço das tecnologias atua no sentido de reduzir custos, por outro, bacias sedimentares maduras costumam oferecer menor potencial de descobertas, tanto em quantidade, quanto em tamanho das jazidas. Quanto mais reduzido o tamanho das reservas, menores são as economias de escala, e maiores tendem a ser os custos médios unitários.

Do ponto de vista do mercado, os dados de distribuição da produção, das descobertas e das reservas, entre as petroleiras, podem indicar o poder de mercado dessas empresas nas negociações de compra de equipamentos e contratação de serviços. O mesmo raciocínio vale para analisar o poder de mercado da indústria parapetrolífera. Configurações de mercado mais concentradas tendem a permitir maiores margens, em especial, quando elas estão associadas a um alto grau de especialização e fortes barreiras à entrada.

A análise dos dados relativos às margens de lucro e ao ritmo de crescimento da oferta (dos investimentos), nos distintos segmentos da indústria parapetrolífera, ajuda a compreender

a dinâmica dos preços dos bens e serviços empregados no setor, que correspondem aos custos de aquisição de suprimentos, do ponto de vista das petroleiras.

O quarto capítulo discorre sobre as características centrais de um projeto de E&P de águas profundas, que constitui a unidade elementar de análise de competitividade em custos. A estrutura de custos de um projeto foi apresentada conforme as suas etapas principais. A primeira delas corresponde à fase de exploração e avaliação; a seguinte se consubstancia na etapa<sup>1</sup> de desenvolvimento; a terceira é a fase de produção e, por fim, existe a etapa de abandono.

Tendo em vista que a maior parte dos gastos de capital ocorre ao longo da fase de desenvolvimento, essa etapa será tratada com maior profundidade. O objetivo é demonstrar a importância do planejamento e do emprego de estratégias adequadas de contratação para alcançar o melhor desempenho possível em custos e, ao mesmo tempo, garantir a qualidade e confiabilidade das instalações. Um projeto bem planejado, em que os custos são bem estimados, as mudanças de escopo e os retrabalhos são minimizados, pode ter um melhor desempenho na execução e no gerenciamento do plano de trabalho, tanto no que se refere à construção quanto à instalação dos sistemas de produção, por exemplo.

O custo operacional também expressa de alguma maneira as decisões tomadas na fase de investimento de capital. São considerados custos operacionais tanto aqueles ligados à produção, quanto aqueles incorridos na desativação do poço, ao final da vida produtiva (útil) do projeto. Por razões metodológicas e de disponibilidade de dados, optou-se por focar a análise nos custos de capital dos projetos de águas profundas. Uma das razões disso é que os custos de capital estão mais concentrados no tempo e também é maior a disponibilidade de dados a esse respeito.

Os desembolsos de OPEX ocorrem ao longo de toda a vida útil de um projeto, a qual, em certos casos, pode ser superior a 30 anos. O modelo de fluxo de caixa descontado que desenvolvemos e apresentamos no segundo capítulo demonstra a importância do CAPEX. Diversos projetos executados em águas profundas ainda se encontram nos estágios iniciais de produção. A análise do OPEX exigiria um esforço de estimação dos seus valores futuros, ou uma metodologia adicional capaz de considerar o tempo de vida relativo das instalações, por exemplo. Entendeu-se, portanto, que a inclusão dos custos operacionais, nesta tese, em

---

<sup>1</sup> A etapa de desenvolvimento e a etapa de abandono são tratadas em alguns países, a exemplo do Brasil, como partes constitutivas da fase de produção, a qual teria início ao término da etapa de avaliação, que, por seu turno, compõe a fase de exploração.

particular, adicionaria mais desafios e imprecisões do que esclarecimentos às análises que pretendeu-se fazer aqui.

Para ajudar nas reflexões sobre o comportamento dos custos, foram indentificados alguns dos elementos que podem influenciar a dinâmica dos preços dos bens e serviços especializados e, conseqüentemente, dos custos de capital de um projeto. Os fatores abordados foram: i) o preço do petróleo; ii) influência cambial; iii) o grau de utilização da capacidade da indústria de bens e serviços especializados e; iv) disponibilidade insuficiente de trabalhadores especializados. A discussão em torno desses aspectos serve para esclarecer algumas relações de causalidade pertinentes à dinâmica dos custos da atividade de exploração e produção de petróleo e gás.

No quinto capítulo, foi proposto um modelo empírico de custos de capital do *upstream* de águas profundas. O seu objetivo é apontar quais variáveis têm impacto significativo nos custos dos projetos e qual é a direção desses efeitos. Ao longo de toda a tese foram feitas diversas abordagens qualitativas com semelhante finalidade. Nesta parte do trabalho, em especial, utilizamos uma abordagem de natureza quantitativa para buscar responder às questões centrais da tese.

*Primeiro*, tentar verificar se há diferenças estatisticamente significativas entre os custos dos projetos. *Segundo*, identificar o que afeta a competitividade em custos de um projeto. Apoiados em uma base com dados de custo de capital (CAPEX) de projetos de *upstream*, em águas profundas, executados ao redor do mundo, construímos um modelo econométrico que apontou o efeito das variáveis selecionadas no desempenho em custos. Utilizamos um modelo de resultados binários do tipo Probit/Logit. O fito era identificar o modo pelo qual cada variável afeta a probabilidade de um projeto se enquadrar entre aqueles de melhor desempenho em custos ou entre os de desempenho inferior neste aspecto.

A metodologia quantitativa empregada para responder o questionamento central da tese envolveu, fundamentalmente, duas fases e alguns passos intermediários, conforme será detalhado ao longo do quinto capítulo. Primeiramente, testamos se dois subgrupos de interesse, criteriosamente escolhidos, apresentavam produtividades significativamente distintas. O modelo foi formulado de modo a expurgar o efeito do tamanho das reservas (economias de escala) nos custos. Na segunda etapa, o propósito era identificar as fontes de heterogeneidades dos projetos. Utilizou-se um probit para identificar como determinadas variáveis afetavam a probabilidade de os projetos estarem num grupo ou em outro.

A última parte da tese, correspondente à pesquisa de campo, ajudou a responder as perguntas centrais da tese, por intermédio de uma abordagem qualitativa. Inspirada no

arcabouço teórico das Capacitações Dinâmicas, a pesquisa de campo permitiu lançar luzes sobre o debate em torno da predominância entre melhores práticas ou processos peculiares. Os questionários aplicados e as respostas obtidas a respeito de aspectos concretos da indústria do petróleo, em geral, e do *upstream* de águas profundas, em particular, ofereceram muitos elementos para reflexão sobre o tema. Os resultados da pesquisa de campo contribuíram para o entendimento acerca da diferenciação entre as empresas, em termos de competitividade, bem como as possíveis fontes de diferenciação. Também foram apontados os vetores de convergência entre as firmas.

No sexto capítulo, a metodologia da pesquisa de campo e os seus resultados são apresentados. Ela foi inspirada na pergunta nuclear da tese que se desdobrou em três perguntas motivadoras dos instrumentos de pesquisa aplicados junto a agentes do mercado. Elas podem ser expressas da seguinte maneira: *em quais áreas ou aspectos se encontram as principais oportunidades de redução de custos das operadoras? Qual a importância relativa de inovar e de absorver tecnologia e conhecimento gerados externamente do ponto de vista das petroleiras? Que tipo de capacidade ou processo predomina na indústria, os firma-específicos ou setor-específicos?*

Essas questões serviram de fontes de inspiração e orientação para as perguntas dos questionários que foram aplicados junto ao público-alvo da investigação. Três métodos de pesquisa foram utilizados, cada um correspondendo a um dos três questionários aplicados. O primeiro possui natureza exploratória e foi aplicado junto a especialistas do setor com o fito de coletar temas-chave, úteis para a reflexão e para a elaboração das demais ferramentas de pesquisa (questionários). O segundo é descritivo e serviu para caracterizar a perspectiva das petroleiras sobre os tópicos abordados. Por fim, o terceiro método é confirmatório. Foi pensado para capturar as visões das parapetroleiras sobre os mesmos temas abordados pelos especialistas e pelas petroleiras. O objetivo era de contemplar essas abordagens para cotejar diferentes percepções a respeito do mesmo fenômeno.

Os três questionários se propuseram a coletar dois conjuntos de informações: um de caráter complementar e outro de natureza comparável. As três perguntas propostas como norteadoras do capítulo foram respondidas, de modo que fossem contempladas as diferentes dimensões do problema “competitividade em custos”. Os aspectos institucionais, tecnológicos, organizacionais e de mercado foram devidamente considerados. A constatação principal é que capacitações dinâmicas mais sofisticadas elevam a probabilidade de uma petroleira apresentar desempenho competitivo em custos no *upstream* da atividade petrolífera de águas profundas e ultraprofundas.



Em suma, os seis capítulos desta tese discorrem sobre o tema competitividade em custos, tendo como ponto de partida o debate de conceitos teóricos úteis que se aplicam aos aspectos técnicos e econômicos que caracterizam o setor. Além disso, eles abordam dimensões tecnológicas, institucionais e de mercado que afetam os custos das petroleiras. Apresentam, ainda, a estrutura de custos de um projeto e as variáveis de custo não controláveis pelas firmas, contendo a modelagem econométrica que realizamos para ajudar a responder às perguntas, a partir de uma perspectiva quantitativa. Ademais, detalham a metodologia e os resultados da pesquisa de campo realizada.

# CAPÍTULO 1: Capacitações Dinâmicas das Firms e Seus Impactos nos Custos

## Introdução

Neste capítulo, pretende-se discorrer sobre o processo de seleção do arcabouço teórico que foi utilizado como elemento norteador desta tese. A pergunta que orientou o debate aqui empreendido foi: *qual abordagem teórica da firma fornece instrumentos para a análise de características firma-específicas e setor-específicas que podem conduzir as firmas à aquisição de vantagens competitivas?*

Para responder a essa questão, primeiro recorreu-se à literatura que trata do comportamento e das estratégias das firmas. Constatou-se que pode haver mais de uma corrente teórica que, a princípio, seria capaz de dar alguma contribuição para a investigação que esta tese realizou. A visão baseada em recursos, a teoria evolucionária e a abordagem das Capacitações Dinâmicas foram as que mais apresentaram elementos compatíveis com o tema e com as perguntas norteadoras da pesquisa.

Também serão discutidas, aqui, as dimensões relevantes da teoria selecionada, a saber: a das Capacitações Dinâmicas. Não se pretende, contudo, fazer uma longa revisão de todas essas correntes teóricas. A RBV e a teoria Neoschumpeteriana serão tratadas apenas com o objetivo de fornecer a fundamentação para a pré-seleção delas. A justificativa da busca por referenciais teóricos sobre o comportamento da firma se apoia no fato de que as análises e as decisões relativas aos investimentos de capital costumam ser encampadas pela área de estratégia e pelos principais executivos das organizações.

Tratando-se de investimentos em atividades do *upstream* de petróleo e gás os riscos envolvidos são altos, principalmente em ambiente *offshore* de águas profundas. Esses riscos decorrem, em certa medida, das incertezas geológicas e da elevada intensidade de capital deste negócio. As características da indústria, relevantes para a análise de custos dos projetos, foram debatidas no segundo e terceiro capítulos.

Devido ao caráter estratégico das inversões no *upstream* a revisão bibliográfica foi focada em correntes teóricas que tratam do comportamento e das estratégias das firmas. A Visão Baseada em Recursos (RBV) e a Teoria Neoschumpeteriana são abordadas no início da próxima seção, brevemente, para justificar a seleção da teoria das Capacitações Dinâmicas e, também, porque elas ajudam a explicar este *approach*.

A opção pela teoria das Capacitações Dinâmicas resulta, fundamentalmente, da existência de um debate interno da corrente sobre a predominância de características heterogêneas e similares entre firmas, no interior de um setor. O fato da heterogeneidade não constituir um pressuposto da teoria para as principais ações da firma permitiu que os seus aspectos comuns recebessem a devida atenção. Ao longo desta tese, a partir do segundo capítulo, ficará claro que a heterogeneidade é um atributo marcante do setor, que pode se expressar, por exemplo, em diferenças significativas nos custos de capital dos projetos *offshore* de águas profundas.

A heterogeneidade também se manifesta na complexidade da indústria petrolífera e da cadeia que fornece bens e serviços especializados, utilizados no *upstream*. Contudo, é significativa a presença do padrão de certos equipamentos certificados e de práticas consideradas como as melhores disponíveis na indústria. Diante disso, a teoria das Capacitações Dinâmicas cumpre bem o papel de ser a inspiração para a pesquisa, pois ela utiliza categorias analíticas que compreendem essas duas dimensões do setor.

Tal abordagem também é adequada porque o nicho do *upstream* de atividades de águas profundas passou por rápidas e intensas transformações no período recente, o que requereu das empresas uma grande capacidade de adaptação. Como se poderá notar ao longo deste trabalho, a indústria do petróleo e gás se desenvolveu, à medida que aplicou técnicas já existentes, adaptando-as às suas necessidades, e criou soluções próprias para os desafios que foram surgindo. Os esforços empreendidos para acumular conhecimento e desenvolver tecnologias relacionadas a atividades de E&P foram realizados para viabilizar a exploração em ambientes cada vez mais desafiadores, os quais envolvem níveis elevados de complexidade e custos.

A opção pela abordagem das Capacitações Dinâmicas resultou de uma revisão da literatura sobre estratégia organizacional. Constatou-se que ela seria capaz de oferecer elementos úteis a análise das decisões e do desempenho das petroleiras que atuam em projetos de águas profundas. Esse é um nicho de mercado que, há pelo menos uma década, vem se transformado rapidamente, por isso requer um reposicionamento estratégico das petroleiras, que deverão realizar mudanças técnico-operacionais nesse sentido.

Na sequência, serão indicados alguns paradigmas de Estratégia, que constituem antecedentes teóricos do tema. A RBV e a Teoria Neoshumpeteriana serão salientadas porque ajudam a explicar as categorias analíticas, caras às Capacitações Dinâmicas. O objetivo central, no entanto, é discutir os conceitos próprios à abordagem das Capacitações Dinâmicas, bem como a sua aplicabilidade à investigação proposta para esta tese e empreendida a partir

da pesquisa de campo relatada no sexto capítulo, onde está descrita a metodologia empregada e os resultados dessa investigação qualitativa.

Nesta primeira parte da tese se encontra o debate de aspectos relevantes do referencial teórico adotado. Este capítulo se divide em 6 seções. A primeira corresponde à Introdução. Na seção 1.2 são discutidos os antecedentes teóricos das Capacitações Dinâmicas. A seção 1.3 trata da fundação desse constructo. A seção 1.4 aborda a literatura empírica das Capacitações Dinâmicas. A seção 1.5 debate a literatura correlata à temática do petróleo. E a seção 1.6 apresenta a Conclusão.

## **1.1 Antecedentes Teóricos das Capacitações Dinâmicas**

### **1.1.1 Visão Baseada em Recursos**

A essência da Visão Baseada em Recursos (RBV) — que tem em Penrose a sua principal expoente —, enfatiza a dotação de recursos da firma, que seria a gênese das suas vantagens competitivas. Nessa visão a heterogeneidade é um pressuposto, uma vez que os recursos<sup>2</sup> estariam distribuídos de forma heterogênea entre as firmas, tendo sua mobilidade imperfeita, de modo que tal heterogeneidade tende a persistir ao longo do tempo (PENROSE, 1959).

Para Barney (1991), os recursos da firma possuem os atributos de: valiosidade, raridade, não imitabilidade e não substitutibilidade. Em outros termos, têm valor para ela, são idiossincráticos e, portanto, não podem ser imitados ou substituídos. Essas características limitariam as decisões estratégicas da firma quanto aos mercados em que ela poderia ingressar, bem como os níveis de lucro que ela poderia esperar. A dependência da trajetória acaba sendo grande, e as respostas a eventuais mudanças constantes e intensas de mercado poderiam ser um tanto lentas.

Além disso, o conceito de recursos das firmas, no bojo da RBV, é muito amplo, fato que o torna pouco claro. Ele engloba todos os ativos da firma (os tangíveis e intangíveis), as capacitações, os processos organizacionais, as informações e a sua base de conhecimento. Tal definição, a princípio, apontaria para uma ambiguidade conceitual, pela não existência de

---

<sup>2</sup> Recursos financeiros, humanos, materiais, para citar alguns exemplos, simples e práticos, que se enquadram neste conceito.

distinção entre os conceitos de recursos, capacitações e competências. Esta é uma importante fragilidade atribuída à RBV. Ademais, a falta de teorização sobre a criação de novos recursos lhe conferiria um caráter estático e, conseqüentemente, marcaria a ausência de mecanismos ou processos de renovação/modificação dos recursos da firma (FOSS, 1998; PRIEM E BUTLER, 2001; ZAIDI E OTHMAN, 2012). Sendo assim, a RBV não seria adequada para esta tese. Primeiro, porque pressupõe a heterogeneidade; segundo, porque não inclui mecanismos evolucionários.

As referidas fragilidades da RBV são superadas na abordagem das Capacitações Dinâmicas. Esta teoria pode ser compreendida como um complemento da Visão Baseada em Recursos, na medida em que realiza uma abordagem de continuidade e propõe avanços que ajudam a superar as lacunas e imprecisões da dessa teoria. As Capacitações Dinâmicas realizam uma integração entre os conceitos da RBV e os da teoria Neoschumpeteriana da firma (WANG AHMED, 2007).

### **1.1.2 Economia Evolucionária Schumpeteriana e Neoschumpeteriana**

A teoria das Capacitações Dinâmicas engloba a natureza evolucionária da base de recursos e das capacitações da firma. Suas raízes intelectuais remontam o autor Schumpeter (1975), que destaca a importância da rivalidade no processo concorrencial. Para ele o principal instrumento da concorrência é a inovação. A busca permanente por lucros extraordinários é a força motriz do processo inovativo, por meio do qual as firmas buscam obter vantagens competitivas. A incerteza quanto aos resultados dos esforços de inovação faz com que a concorrência promova, constantemente, o desequilíbrio e a desigualdade entre as elas.

O autor engendrou uma teoria da concorrência dinâmica e evolucionária. Ela é evolucionária, na medida em que envolve os processos de mudança e progresso; e dinâmica, porque ressalta a criação de novas oportunidades lucrativas, que derivam da postura ativa e direcionada das firmas. Disso resulta o surgimento endógeno e permanente de diversidade. A diferenciação da empresa confere a ela vantagens competitivas que, por seu turno, permitem-lhe auferir lucros extraordinários, ainda que temporários. A ênfase na diferenciação dos agentes e na multiplicidade dos instrumentos de concorrência destaca a importância da diversidade dos fatores microeconômicos na competitividade das empresas (POSSAS, 2008).

Assim, a diversidade estratégica e a tecnológica seriam as principais variáveis na concorrência.

Tal processo concorrencial também requer a adaptação dos agentes às mudanças no ambiente, além da sua adequação relacionada às competências tecnológicas e organizacionais. Assim, para Nelson & Winter (1982), no enfoque neo-schumpeteriano evolucionário, a essência do processo econômico evolutivo se consubstancia na interação dinâmica entre a busca ativa por inovações (radicais ou incrementais) e a seleção delas, baseada no processo de concorrência, que se manifesta nos fatores de competitividade. A difusão (transmissão) das inovações também faz parte da essência do progresso tecnológico, o qual requer das firmas a capacidade de adaptação frente às mudanças no ambiente. As empresas precisam adequar-se às competências tecnológicas e organizacionais exigidas pelos contextos nos quais elas estão inseridas.

O arcabouço analítico denominado Capacitações Dinâmicas se insere no âmbito da teoria neoschumpeteriana da firma, que, por seu turno, propõe incrementos teóricos às contribuições schumpeterianas. Um conceito caro à abordagem evolucionária é o conceito de rotina, que se define como um padrão de solução repetitivo para problemas semelhantes. Ela apresenta um forte componente tácito e específico, constituindo a forma mais importante de armazenamento dos conhecimentos tecnológicos e das capacitações de cada firma.

A rotina compõe a memória da firma, continuamente renovada. Funciona como elo entre o passado e o futuro e confere certa regularidade ao comportamento dos agentes. Assim, permite a geração e sustentação de assimetrias entre as empresas, traduzindo-se em vantagens competitivas (NELSON e WINTER, 1982,; NELSON, 1991). Segundo a Abordagem Processual das Capacitações Dinâmicas, isso se definiria, basicamente, como rotinas estratégicas e organizacionais: um que tema será aprofundado mais adiante.

Com a presença central das rotinas, o processo inovativo apresenta regularidades que são sintetizadas nas noções, introduzidas por Dosi (1984), de *paradigmas* (heurísticas de soluções de problemas) e *trajetórias tecnológicas* (direções prováveis e fronteiras do progresso) que orientam o curso do progresso técnico. Ademais, a tecnologia possui dimensões técnicas e econômicas que expressam seu nível de desempenho a cada estágio evolutivo.

O progresso e a viabilidade de uma tecnologia são determinados por essas duas dimensões. Há sempre um *trade-off*<sup>3</sup> entre o aspecto econômico e o técnico. O progresso

---

<sup>3</sup> Por exemplo, uma tecnologia eficiente do ponto de vista técnico, mas muito cara, pode ter um ritmo de desenvolvimento mais lento.

tecnológico ocorre por meio de deslocamentos dos *trade-offs* que delimitam cada trajetória, conduzindo a patamares superiores de eficiência ou desempenho. Já o processo econômico evolutivo dos sistemas complexos envolve a presença marcante de *feedbacks* positivos; irreversibilidade; *path dependence*; e sensibilidade das trajetórias (bifurcações) frente às alterações de parâmetros (POSSAS, 2008; DOSI, 1984).

A trajetória da firma envolve *path dependence* porque os resultados obtidos pela firma dependem de decisões, sucessos, insucessos e aprendizado anteriores. Essa noção vale para a trajetória da indústria, em sua totalidade, a qual está condicionada, em alguma medida, à história e às competências acumuladas em seu interior. A ideia de cumulatividade (acumular atributos) reflete a importância do aprendizado no interior da firma. Dosi (1984) assinala o papel das economias de aprendizado na redução dos custos unitários de produção. Contudo, as trajetórias cumulativas não têm, necessariamente, ‘retornos crescentes’ e *feedbacks* positivos, elas apenas expressam *path dependence*, ou seja, os resultados dependem das ações pretéritas do agente.

Para os propósitos desta tese, é preciso destacar o conceito de vantagens competitivas de uma empresa no âmbito da teoria evolucionária. Ele constitui o grau de competitividade de uma firma, expresso em sua capacidade de criar e sustentar poder de mercado, aproveitando as oportunidades de mercado existentes, além de gerar novas oportunidades e explorá-las.

Deste modo, a competitividade de uma empresa pode manifestar a sua eficiência produtiva estática, que envolve menores custos, maior qualidade e melhor desempenho dos produtos e serviços. E também pode expressar, em conformidade com a teoria evolucionária, a capacidade de promover incrementos em sua eficiência e em suas vantagens competitivas, a partir da incorporação de rotinas de aprendizado, fundadas em estratégias que deem suporte às inovações, continuamente.

O conceito de competitividade está mais associado às características da firma do que às características de seus produtos ou serviços, propriamente ditos. Ele vai além da eficiência produtiva (produtividade), antes, envolve o conjunto de capacitações que possibilitam a criação e a manutenção de vantagens diferenciais no processo de concorrência (MARIOTTO, 1991). Por isso, o desafio da firma é compatibilizar a eficiência estática e a dinâmica, sendo que, a primeira, confere-lhe competitividade num dado momento do tempo; e a segunda, permite-lhe sustentar inter-temporalmente esta condição. Sinteticamente, a competitividade é o atributo que confere sucesso na concorrência (RICHARDSON, 2003).

Por fim, é preciso resumir as principais contribuições da teoria evolucionária neoschumpeteriana à abordagem das capacitações dinâmicas. Schumpeter, assim como os seus

sucedores, centrou sua análise no processo concorrencial, que promove a inovação cuja função tem papel central no sistema econômico, seja porque revoluciona estruturas, ou porque gera diversidade, endogenamente.

A concorrência e a inovação exigem das firmas a capacidade de adaptação frente às mudanças no ambiente. Para serem capazes de inovar e se adaptar às inovações externas, a empresa precisa traçar trajetórias de acumulação e conhecimento (tácito e formal) que as gabarite a participar, de modo ativo, do progresso tecnológico. As organizações, portanto, necessitam de rotinas que funcionem como a memória da empresa, mas também necessita daquelas que funcionem como vetores da mudança. Esta seria uma primeira aproximação das reflexões que dariam origem às categorias analíticas das Capacitações Dinâmicas.

## **1.2 Fundação do Constructo das Capacitações Dinâmicas**

Nas subseções anteriores foram indicados alguns dos subsídios da abordagem das capacitações dinâmicas, oferecidos pela RBV e pela teoria Neoschumpeteriana. A primeira delas trouxe as noções de recursos e capacidades idiossincráticas, que são construídas historicamente pelas firmas e funcionam como elemento de diferenciação frente às demais. A dificuldade de obtenção de determinados recursos poderia tornar cara a aquisição de certas capacidades, requeridas para a atuação em certa indústria. Já a inspiração da teoria Neoschumpeteriana se apoia na importância conferida à inovação, de produto ou processo, que pode transformar empresas e mercados, além de gerar diversidade, exigindo capacidade de adaptação das organizações. A capacidade de absorver conhecimentos externos e reconfigurar as rotinas internas é outro atributo considerado importante para a firma que atua em ambientes em rápida evolução.

A abordagem das Capacitações Dinâmicas, por seu turno, trata da maneira pela qual as firmas atuam estrategicamente em um ambiente de mercado dinâmico e, eventualmente, adquirem e mantêm vantagens competitivas ao longo do tempo. Ela expressa a capacidade das firmas de responder às mudanças no mercado de maneira oportuna, rápida e flexível. Além disso, as Capacitações Dinâmicas manifestam a capacidade das firmas para coordenar e reempregar competências internas e externas a elas, de maneira adequada. Essa abordagem fornece uma estrutura teórica coerente para integrar a visão baseada em recursos com a teoria Neoschumpeteriana propriamente dita (TEECE & PISANO, 1994; DOSI, NELSON E WINTER, 2000).



Na prática, a empresa pode acumular ativos de tecnologia de ponta, por exemplo, e ainda assim não ter tantas capacitações úteis. Daí a importância da gestão estratégica. A firma que desenvolve capacitações dinâmicas deve ser capaz de adaptar, integrar e remodelar as suas qualificações organizacionais, os seus recursos e suas competências internas e externas frente ao ambiente cambiável em que ela se insere.

A fundação do constructo das capacitações Dinâmicas, conta, fundamentalmente, com dois textos seminais. Eles representam os esforços de fundar um conceito de Capacitações Dinâmicas e podem ser representados pelos autores Teece, Pisano, e Shuen (1997) e Eisenhardt e Martin (2000). O primeiro deles possui uma abordagem mais aderente à tradição neoshumpeteriana evolucionária e confere às Capacitações Dinâmicas o atributo de ser firma-específica. Já a segunda perspectiva associa as Capacitações Dinâmicas a processos, os quais seriam mais facilmente replicáveis no interior de uma indústria. A prática de *benchmarking* de processos seria um dos pilares (exemplos práticos) da argumentação desta concepção teórica.

Segundo a conceituação original de Teece et al. (1997), as Capacitações Dinâmicas constituem a habilidade de integrar, construir e reconfigurar competências internas e externas para endereçar ambientes em rápida mudança (de forma a alcançar e sustentar uma vantagem competitiva). Enquanto, para Eisenhardt e Martin (2000, 1107), elas seriam processos da empresa que faz uso de recursos. Corresponderiam, assim, aos processos de integrar, reconfigurar, incorporar e liberar recursos, como forma de oferecer respostas às mudanças do mercado (ou criá-las, endogenamente). Tal definição sugere que as Capacitações Dinâmicas seriam, simplesmente, processos e, portanto, não seria útil o esforço de melhorar a compreensão sobre a distinção entre elas e os próprios processos.

Eisenhardt e Martin (2000,) propõe uma redefinição conceitual de Capacitações Dinâmicas. Os autores argumentam que estas não seriam apenas rotinas, mas também processos organizacionais e estratégicos específicos, por meio dos quais as firmas alteram a sua base de recursos. Dessa forma, elas não seriam específicas às firmas (heterogêneas), mas semelhantes entre as empresas, com alguns detalhes idiossincráticos. A reprodução de referências de comportamento na forma de melhores práticas (do inglês, *best practices*) exemplificaria tal similitude.

A Tabela 1 apresenta as principais diferenças das abordagens. Uma das diferenças mais marcantes é que, para Eisenhardt e Martin (2000), as Capacitações Dinâmicas não podem ser uma fonte de vantagem competitiva e de desempenho superior. Enquanto para Teece (2007), se as *best practices* não levarem a vantagens competitivas, elas não constituirão Capacitações Dinâmicas.

Figura 1 - Diferenças Críticas entre as Principais Abordagens de Capacitações Dinâmicas

<b>Autor</b>	<b>Condições de Contorno</b>	<b>Vantagem Competitiva Sustentável</b>	<b>Vantagem Competitiva</b>
Teece et al (1997)	Ambiente de Rápida Mudança (Mundo Schumpeteriano)	Sob certas condições as vantagens podem ser sustentáveis por VRIN	Pode ser Fonte de Vantagem Competitiva
Eisenhardt e Martin (2000)	Mercados de “Alta Velocidade”	Em nenhuma situação as vantagens podem ser sustentáveis	Fonte de Vantagem Competitiva Limitada

Fonte: Elaboração Própria (Adaptado de Peteraf *et al*, 2013)

Embora as duas vertentes teóricas principais sejam complementares em muitos aspectos, Peteraf, Stefano e Verona (2013) sugerem que elas constituem dois domínios de conhecimento separados, fato que dificulta a conciliação entre elas. Todavia, os próprios autores propõem uma abordagem que pretende unificar esses campos de conhecimento, que, segundo eles, seriam integrado por duas visões em certa medida contraditórias. Nesse esforço, os autores procuraram não comprometer os pressupostos que levaram às diferenças entre eles, preservando-os.

A perspectiva de conciliação entre essas duas vertentes teóricas está em conformidade com a abordagem desta pesquisa, bem como está alinhada com autores como Easterby-Smith *et al.* (2009). Para eles, o debate dicotômico (idiosincrasias *vs.* melhores práticas) é simplista. Na prática, é possível que elementos das duas perspectivas coexistam.

Há ainda, como consta na Tabela 2, algumas outras tentativas de definir as Capacitações Dinâmicas. Esse esforço recente, de definição mais robusta e precisa, deriva do fato de que o conceito ainda é relativamente novo. Por isso, recentemente, as contribuições teóricas e empíricas que ele vem recebendo se multiplicaram com rapidez.

Figura 2- Definições Alternativas de Capacitações Dinâmicas

<b>Autor</b>	<b>Definição de Capacitação Dinâmica</b>
Zollo e Winter (2002:340)	Um padrão aprendido e estável de atividade coletiva por meio da qual a firma gera e modifica, sistematicamente, suas capacitações operacionais em busca de maior eficiência
Winter (2003:991)	São aquelas Capacitações que operam para estender, modificar ou criar capacitações ordinárias.
Zahra et al. (2006:918)	As habilidades para reconfigurar os recursos e as rotinas da firma de maneira apropriadamente imaginativa e visionária por meio do seu tomador de decisão principal
Helfat et al (2007:1)	A capacidade de uma organização de, propositalmente, criar, estender ou modificar sua base de recursos.
Wang e Ahmed (2007:35)	Um comportamento da firma orientado constantemente para integrar, reconfigurar, renovar e recriar seus recursos e capacitações em resposta à mudanças ambientais com o fito de obter e sustentar vantagem competitiva
Newey e Zahra (2009:S81)	A habilidade da firma de reconfigurar capacitações operacionais e então permitir a organização para se adaptar e evoluir

Fonte: Elaboração Própria (Adaptado de Lawer, 2010).

### 1.3 Justificativa da Opção pela Teoria das Capacitações Dinâmicas

Conforme foi constatado ao longo deste capítulo, a teoria das Capacitações Dinâmicas se mostrou a mais adequada para dar conta dos elementos que afetam o comportamento e o desempenho das firmas, sejam eles de natureza tecnológica, institucional, de mercado ou organizacional. Além disso, é uma teoria útil para ajudar na compreensão do papel de processos firma-específicos e setor-específicos, já que contempla a mudança nos ambientes e nos recursos, ou seja, tem uma perspectiva evolucionária.

A teoria Neoschumpeteriana, por sua vez, embora também seja dinâmica, não oferece todas as possibilidades analíticas acima listadas, tampouco a RBV. As abordagens sobre a Estratégia de Liderança em Custos<sup>4</sup> parecem estar longe de oferecer instrumentos teórico-medotológicos capazes de lidar com pelo menos parte da complexidade e das especificidades do setor em tela. Por fim, são resumidas, na Tabela 3, as teorias que inspiraram a abordagem das Capacitações Dinâmicas.

<sup>4</sup> Para compreender a estratégia de Liderança em Custos ver Kim e Lim (1988).

Figura 3 - Paradigmas de Estratégia: Características Relevantes

Paradigmas	Raízes Intelectuais	Autores Representativos	Unidades Fundamentais de Análise	Capacidade de Mudar Estratégia no Curto Prazo	Papel da Estrutura Industrial	Foco das Preocupações
Visão Baseada em Recursos	Penrose, Selznick Christensen, Andrews	Chandler (1966), Teece (1980, 1982), Rumelt (1984)	Recursos	Baixa	Endógena	Flexibilidade de Ativos
Neo-Schumpeteria	Schumpeter, Nelson, Winter, Teece	Dosi, Teece, an Winter (1989), Prahalad e Hamel (1990), Hayes e Wheelwright (1984), Dierickx e Cool (1989), Porter (1990)	Processos, Posições e Trajetórias	Baixa	Endógena	Acumulação de Ativos, Replicabilidade e Imitabilidade
Capacitações Dinâmicas	Schumpeter, Nelson, Winter, Teece	Teece et al (1997) Eisenhardt e Martin (2000).	Capacitações e Processos	Média	Endógena	Rápidas Respostas a Mercados Dinâmicos

Fonte: Elaboração Própria (Adaptado de Teece et al, 1997 e Jantunen, 2012)

### 1.3.1 Esforços de Microfundamentação

O termo microfundamentação pode ser compreendido como um conjunto de fatores (ao nível da firma ou de um grupo delas) que moldam a estratégia empresarial (FELIN & FOSS, 2005). A tentativa de microfundamentação, por si só, traz consigo a opção associada ao individualismo metodológico, o qual requer mecanismos explicativos que envolvem a ação e interação individual. Para Abell et al (2008), na análise das Capacitações Dinâmicas, seria útil combinar o individualismo metodológico com o tratamento das causas e consequências das decisões estratégicas. Os autores entendem que a microfundamentação complementa as noções que estão ao nível da firma, a exemplo das rotinas e capacitações.

Um esforço notável de microfundamentação das Capacitações Dinâmicas se encontra em Teece (2007), que sugere haver três tipos fundamentais de Capacitações Dinâmicas: i) a capacidade de perceber (sensing) e moldar oportunidades e ameaças; ii) a capacidade de assimilar e integrar o conhecimento (seizing), usando-o para fins estratégicos da firma; iii) e promover uma contínua renovação (reconfiguring) para lidar com mudanças/ameaças, de modo a lograr melhoria, recombinação, proteção e, quando necessário, reconfiguração dos ativos tangíveis e intangíveis da firma, para ampliar e manter seus níveis de competitividade.

No bojo dos microfundamentos, o autor inclui as rotinas de mudança e metodologias analíticas. Ele acredita que negligenciá-las poderia dificultar o entendimento do que essencialmente representa esse conceito abstrato de Capacitações Dinâmicas (TEECE, 2012). A Tabela 4 resume os microfundamentos atribuídos por Teece às Capacitações Dinâmicas.

De acordo com Eisenhardt et al (2010), em sua tentativa de microfundamentar o desempenho em ambientes de rápida mudança, o elemento central seria a tensão entre eficiência e flexibilidade estratégica. Para os autores, a emergência de processos organizacionais, com heurísticas compartilhadas entre experiências individuais e de grupo, criaria uma heurística única, com regras simples e semelhantes, que seria explorada por agentes com dotação heterogênea de conhecimento. Os agentes criariam processos simplificados com ciclos para orientar as decisões.

Ações individuais ao nível da firma permitiriam construções coletivas, voltadas para mudança ao longo do tempo, tais como a estrutura organizacional. No entanto, a conclusão dos autores é que um desempenho superior não depende, efetivamente, do balanço entre eficiência e flexibilidade. Portanto, os microfundamentos dessa perspectiva ainda precisam

ser lapidados e aprofundados, pois, aparentemente, não oferecem um conjunto de ferramentas de investigação e análise do fenômeno das Capacitações Dinâmicas.

Figura 4 - Microfundamentos das Capacitações Dinâmicas

Componente	Função	Resumo	Descrição
Capacidade de Absorção	Explorar e identificar mudanças no ambiente operacional e identificar novas ideias	Identificar e Internalizar	Achar e Moldar Oportunidades e Ameaças
Capacidade Inovativa	Alinhar os recursos e capacidades das empresas	Recombinar	Recombinar recursos para Inovar
Capacidade Adaptativa	Associar a inovação a produtos e mercados	Assimilar	Integrar conhecimento e usá-lo

Fonte: Elaboração Própria (Adaptado de Teece, 2007 e Jantunen et al, 2012)

Na sequência abordaremos brevemente cada um de seus componentes. **Capacidade de absorção** é a habilidade de identificar, valorar, assimilar, transformar e aplicar “conhecimento externo valioso”, isto é, informações científicas ou tecnológicas úteis que uma empresa pode absorver. A terminologia capacidade de absorção foi proposta por Cohen e Levinthal em 1990. Entre outras coisas os autores apontam que os investimentos em P&D desempenham importante papel na ampliação da capacidade de absorção de uma empresa. Em princípio, a capacidade de absorção seria um conjunto de rotinas e processos organizacionais voltados para a aquisição e assimilação (não envolve a aplicação), de novo conhecimento externo por uma empresa. A Capacidade de Absorção aponta “o quê” (o conteúdo) uma firma deve mudar, enquanto as demais capacitações dinâmicas apontariam "como" mudar. A Capacidade de Absorção é constituída por um conjunto de rotinas e processos organizacionais. Ela ajuda na integração das linhas de pesquisa de uma empresa. Atua na criação de conhecimento e na sua utilização, o que aumenta a possibilidade de uma empresa obter e manter vantagens competitivas (Zahra e George, 2002).

Cohen e Levinthal (1991) notaram que a Capacidade de Absorção de uma empresa depende, em parte, das maneiras pelas quais o conhecimento é retido e distribuído em seu interior. Isto sugere que aspectos como o ritmo da rotatividade da força de trabalho, a estrutura interna e externa de comunicação, o ambiente de políticas e cultura organizacionais influenciam a capacidade de absorção de uma empresa. Relações de parceria entre organizações não são, por si só, suficientes para promover a inovação ou a transferência de

conhecimentos entre organizações. As firmas envolvidas necessitam de "capacidade de absorção" e precisam ser capazes de aproveitar o conhecimento necessário para promover as mudanças exigidas pelo ambiente operacional e de mercado.

De acordo com Zahra e George (2002) o debate em torno da capacidade de absorção é ambíguo, com uma diversidade de definições sobre um fenômeno complexo. Os autores, portanto, propuseram que o tema capacidade de absorção fosse abordado a partir de quatro dimensões: *aquisição*, *assimilação*, *transformação* e *exploração* de **informações, conhecimento e tecnologias**. A *aquisição* envolveria a priorização de investimentos e conhecimentos, bem como a intensidade, a velocidade e a direção dos esforços de pesquisa e aprendizagem (KELLER, 1996 e KIM, 1998). A *assimilação* refletiria o entendimento (interpretação, compreensão e aprendizado). A *transformação* estaria associada à internalização e conversão, capazes de promover sinergias das informações, por exemplo. Já a *exploração* estaria ligada ao seu uso e implementação, de modo a guardar relações com competências nucleares da empresa.

A capacidade de absorção incide sobre os recursos de conhecimento dentro da empresa e nos mecanismos de aprendizagem que afetam a aquisição, a assimilação e a aplicação de conhecimento externo. Eis um atributo fundamental para a sobrevivência à longo prazo de uma empresa e para o seu sucesso, uma vez que ajuda a fortalecer, complementar e reorientar o conhecimento existente da empresa. Cumpre notar que o conhecimento organizacional é um ativo importante na base de recursos de uma empresa. A Capacidade de Absorção é uma capacidade dinâmica que influencia a habilidade da empresa de criar e implantar o conhecimento necessário para construir outras capacidades organizacionais.

Por fim, o termo Capacidade de Integração (de conhecimento e tecnologia) pode ser encontrado com significado similar, mas alguns autores apontam diferenças em relação à Capacidade de Absorção. Conforme sugerido por Cusmano (2001) e Prencipe (2001) a Capacidade de Integração vai além do potencial para absorver e adaptar tecnologias e conhecimento. As capacitações integrativas seriam amplamente criativas em suas aplicações (isto é, tais capacidades seriam capazes de gerar algo novo tanto do ponto de vista da firma quanto para todo o sistema econômico). As Capacidades de Absorção e de Integração servem de subsídio para os demais componentes das Capacitações Dinâmicas.

A **Capacidade de Inovação** está relacionada com um amplo conjunto de aspectos, que transcendem a habilidade de criar novas tecnologias, uma vez que a inovação pode se manifestar no surgimento de novos processos, produtos, estruturas organizacionais e mecanismos de relacionamento internos ou externos à firma. A capacidade inovadora de uma

firma é um componente-chave do seu sucesso (Koc e Ceylan, 2007). A inovação é amplamente aceita como uma arma crucial no mercado global contemporâneo. Os autores apontam que a capacidade de inovação da firma é sustentada por quatro dimensões interconectadas: Cultura, Recursos, Competência e *Networking*. Quanto mais a Cultura empresarial for aberta e comprometida com a inovação maior tende a ser a capacidade de inovação da firma. Analogamente, se os Recursos da firma contemplarem equipes atualizadas, qualificadas, multi-funcionais e com experiência, maior a capacidade inovativa da firma. Já a Competência envolve a capacidade de geração de idéias, fortes interfaces com clientes e com fornecedores e bom conhecimento de mercado. Por fim, *networking* formal e informal com clientes, fornecedores, competidores e instituições tendem a potencializar a capacidade inovativa da empresa (NEELY e HII, 2012; LEMON e SAHOTA, 2004).

A **Capacidade de adaptação** é a habilidade que um agente econômico tem de responder adequadamente às mudanças que por ventura tem de enfrentar e constitui uma capacidade apropriada para empresas que atuam em ambientes que mudam com frequência (Staber e Sydow; 2002). O processo de adaptação será fortemente influenciado pelos contextos regulatórios e de mercado em que a firma opera (BERKHOUT, HERTIN, GANN, 2006). As pesquisas no âmbito das Capacitações Dinâmicas ressaltam a importância da adaptação a mudanças nas condições ambientais por meio da integração, construção e reconfiguração das capacitações dos recursos das firmas (KOR e MESKO, 2013). Enfim, a capacidade de adaptação se define como a habilidade de identificar (e responder, aproveitando) as oportunidades tecnológicas, de organização interna e de mercado com o fito de aprimorar o desempenho (CHAKRAVARTHY, 1982 e BIEDENBACH e MULLER, 2012). Na sequência alguns artigos empíricos revisados nesta tese serão apresentados.

### **1.3.2 Literatura Empírica: Microfundamentos e Constatações**

Grande parte da literatura empírica buscou discutir a natureza das Capacitações Dinâmicas, ao mesmo tempo em que identificava as suas consequências.

O trabalho de Singh, Oberoi e Ahuja (2013) utiliza as categorias “Capacitações Dinâmicas” e “Flexibilidade Estratégica”, propondo um conjunto de fundamentos para a primeira, a saber: i) capacitações de P&D; ii) capacitações de formar alianças; iii) capacitações inovativas; iv) capacitações tecnológicas; v) tecnologia avançada; vi) e capacitações dos recursos humanos.



Os autores objetivaram modelar a correlação estatística entre Capacitações Dinâmicas (DC) e Flexibilidade Estratégica (FE), a partir disso, os resultados indicaram que empresas que atuam em ambientes turbulentos necessitam ainda mais da capacidade de inovação, bem como necessitam deter capacidades tecnológicas e de alianças. Esses dois elementos, somados à categoria investimentos em tecnologia avançada, têm impacto significativo na flexibilidade estratégica das empresas.

Por seu turno, Janssen *et al* (2012) propuseram uma abordagem multidimensional e multinível para mensurar as Capacitações Dinâmicas e apontar recomendações de natureza normativa para o setor de Serviços. Os autores colocam as capacitações dinâmicas (multidimensionais) no topo de uma pirâmide, seguida, no segundo nível, por processos e estruturas. No terceiro nível, encontram-se as práticas (incluindo best practices), e, no quarto nível, a capacidade cognitiva, juntamente com o comportamento individual dos agentes. No bojo das Capacitações Dinâmicas são incluídos fatores como o aprendizado e a capacidade de sensing (definida acima).

Os resultados da pesquisa de Jantunen (2012) apontaram que as capacitações sensoriais serão similares entre as firmas, enquanto a capacidade de absorção e reconfiguração dos tipos de capacitações pode diferir entre elas. As Dinâmicas teriam, portanto, características idiossincráticas e comuns entre firmas, logo, em si mesmas, elas não poderiam ser consideradas melhores práticas para que sejam objeto de benchmarking e, em seguida, sejam disseminadas, mas, ao contrário, elas seriam extremamente dependentes da lógica dominante dentro da organização.

Em outros termos, as empresas se assemelhariam no que diz respeito à capacidade de monitorar mudanças no ambiente operacional e de identificar novas ideias que vão surgindo. Significa que a capacidade de criação e absorção de conhecimento e a capacidade adaptativa podem se assemelhar mais. Grande parte disso estaria associada à identificação das necessidades dos consumidores, essa característica está relacionada com a propensão a perceber oportunidades e ameaças. Todavia, a capacidade para aplicar o potencial inovador em produtos e processos poderia se diferenciar bastante (VERONA & RAVASI, 2003; WANG & AHMED, 2007; BARRETO, 2010; JANTUNEN, 2012).

Quando existem limites à absorção, eles provêm uma explicação para a empresa desenvolver capacidades internas de P&D. O departamento de P&D não pode conduzir as pesquisas apenas nas linhas que eles estão acostumados a fazer, mas eles precisam de conexões profissionais externas que fazem isso possível para eles avaliarem e incorporarem conhecimento técnico gerado externamente ao interior da firma. Uma explicação parcial para

investimentos em P&D é para trabalhar em torno das restrições de absorver capacidade. É comum a literatura organizacional, incluindo o trabalho original de Cohen e Levinthal's (1989), tratar de capacidade de absorção como um conceito ao nível da firma.

Outro trabalho empírico interessante, desenvolvido por Storck (2009), tem o objetivo de analisar as oportunidades de redução de custos na produção de produtos siderúrgicos. O autor utiliza o constructo das Capacitações Dinâmicas como a capacidade de alterar capacitações estratégicas e operacionais para avaliar o impacto em termos de redução relativa dos custos associados ao aumento da flexibilidade nos processos produtivos. Ele conclui que siderúrgicas que optam por possuir diferentes estratégias de investimento irão ingressar em diferentes trajetórias evolutivas. Para operar com excelência, as firmas precisariam desenvolver suas próprias maneiras de aprimorar processos, para além das melhores práticas e tecnologias correntes. A maioria das empresas siderúrgicas utiliza tecnologias e processos similares e lida de maneira ineficiente com as especificidades de suas plantas, produzindo em nível sub-ótimo.

É preciso esclarecer que o paradigma das Capacitações Dinâmicas é relativamente novo, conseqüentemente, a literatura empírica a ela associada ainda se encontra em um estágio inicial. Possivelmente, ainda há muitas oportunidades de se aprofundar em análises que relacionem ações gerenciais de empresas específicas (ou pequenos grupos delas), capacitações dinâmicas e desempenho de longo prazo das firmas. Easterby-Smith (2009), por exemplo, considera importante que mais estudos sejam direcionados às indústrias tradicionais, uma vez que há um predomínio de trabalhos relacionados a setores que apresentam elevado dinamismo tecnológico. Na seção seguinte, serão abordadas algumas publicações que tratam da indústria petrolífera com o uso dos conceitos e fundamentos associados às Capacitações Dinâmicas.

Em suma, o debate da microfundamentação informa o modelo da pesquisa de campo apresentado na seção 6.1.1 desta tese. Essa discussão se desenvolve em torno de best-practices ou processos firma-específicos. Entre os primeiros estão capacidades de monitorar mudanças, adaptar-se e inovar. Entre os outros estariam capacidades de integrar conhecimento/tecnologia, reconfigurar competências e renovar recursos.

### **1.3.3 Literatura Correlata e Aplicada à Indústria do Petróleo e Gás**

São recentes as iniciativas de pesquisa que utilizam as categorias analíticas definidas como Capacitações Dinâmicas no *upstream* do setor petrolífero. Contudo, os conceitos são

pertinentes a essa indústria, tanto pelas constantes mudanças nos ambientes de atuação exploratória das empresas, quanto pela necessidade das empresas de absorver conhecimento, inovar e reconfigurar seus ativos e competências para se mover em direção às melhores oportunidades de prospecção e extração de recursos petrolíferos.

Ainda assim, alguns autores que estudaram o setor de petróleo já utilizaram o arcabouço teórico das Capacitações Dinâmicas para analisar o setor. Outros chegaram a flertar com ele, como é o caso de Acha (2002), que a incorpora em algumas de suas contribuições, mesmo adotando a perspectiva da RBV como base de suas formulações e metodologias investigativas. A autora justifica a sua opção pelo fato de focar o seu estudo na diferenciação das empresas com base em capacitações e recursos internos, historicamente construídos. A sua pesquisa, contudo, está focada nas capacitações tecnológicas das petroleiras que atuam no *upstream*.

Os trabalhos da autora oferecem algumas contribuições interessantes que serão abordadas ao longo desta tese. Cabe adiantar, nesse momento, a sua constatação de que, diante da complexidade da indústria petrolífera, metodologias quantitativas precisam ser complementadas com pesquisas de natureza qualitativa. Esta tese apresenta as duas abordagens, no quinto e no sexto capítulos, respectivamente.

Segundo Grant (2003), os planejamentos estratégicos das empresas de petróleo têm estado sujeitos a significativas mudanças, como resposta aos desafios de formulação de estratégia em ambientes turbulentos e imprevisíveis. Diante de significativas mudanças de cenário, esses planejamentos teriam passado a tratar menos da tomada de decisões estratégicas e mais dos mecanismos de coordenação e gestão de desempenho. Em alguns casos, reduziu-se o horizonte temporal abordado, e passou a coexistir um planejamento formal e outro informal na firma.

De acordo com Magani et al (2006), os efeitos da mudança tecnológica na indústria *offshore* de petróleo e gás foram substanciais entre 1947 e 1998. Desde então, as transformações se aceleraram, seja na esfera do *upstream* de águas profundas, ultraprofundas (incluindo na camada Pré-Sal) ou mesmo no E&P de xisto e, mais recentemente, no âmbito da exploração do xisto em águas profundas, para citar apenas alguns exemplos de fronteiras exploratórias do setor petrolífero.

Ademais, mudanças regulatórias derivadas de acidentes ambientais também requereram mudanças internas relevantes nas firmas. O evento ocorrido em Macondo, no Golfo do México, por exemplo, exigiu que as petroleiras reconfigurassem os seus instrumentos voltados para a prevenção e contenção dos vazamentos de petróleo. Por meio de

esforços em cooperação, elas desenvolveram novas práticas e equipamentos voltados à segurança e ao meio ambiente, a exemplo de uma grande cápsula que serve para tampar e conter grandes vazamentos de hidrocarbonetos em águas profundas (BILLS, 2012). Na prática, o fato de se tratar de uma indústria madura não a torna menos sujeita às mudanças, ao contrário, os elevados riscos e intensidade de capital, próprios ao setor petrolífero, conformam ambientes operacionais e de mercado dinâmicos.

De acordo com Sund *et al* (2008), há alguns anos as alterações no ambiente econômico, relativas a preços e custos, fazem com que as petroleiras tenham que atuar sob a pressão de melhorar o desempenho em termos de gastos de capital. Espera-se que as empresas tomem decisões mais rápidas e melhores neste contexto de crescente inflação de custos. Não obstante, ao contrário disso, ampliaram-se os casos de atrasos e sobrecustos multibilionários em projetos de E&P.

Com base em uma pesquisa de campo, os autores concluem que há uma desconexão entre operadores e fornecedores, associada aos incentivos presentes nas bases contratuais adotadas. A melhoria da colaboração entre petroleiras e parapetroleiras potencializaria a criação de valor para ambas, a partir de operações mais integradas e com os riscos/prêmios adequadamente compartilhados. A pesquisa concluiu que os contratos funcionam tanto como gargalos quanto como facilitadores na obtenção de resultados ótimos nas atividades. Contratos baseados em incentivos, com riscos/prêmios bem balanceados, racionalizam a atuação de ambas as partes e aumentam a integração/cooperação em torno de um objetivo comum.

De acordo com Vianello e Ahmed (2011), a transferência de conhecimento em equipamentos complexos, tais como navios-sonda, tenderia a ocorrer entre os profissionais, ao longo do ciclo de vida útil dos equipamentos. Contudo, os autores constataram que o fluxo de informações que foi efetivamente verificado na pesquisa teria sido distinto do esperado. Os mecanismos de transferência de conhecimento (experiência) deveriam se manifestar no fluxo entre os recursos humanos que atuam no interior de cada sonda, em diferentes sondas, em diferentes projetos, ou mesmo nas fases de concepção, instalação e operação do equipamento. A retenção e a reutilização desse conhecimento seriam úteis para orientar a reconfiguração dos equipamentos e das estratégias associadas às fases de desenho e operação. Ao passo que o transbordamento de conhecimento entre diferentes elos da cadeia produtiva de petróleo e gás favorecem os incrementos de eficiência em todos eles.

Conforme aponta Balestro *et al* (2004), a formação de rede de fornecedores da cadeia parapetrolífera estimula a cooperação e subsidia o desenvolvimento das Capacitações

Dinâmicas das organizações. Os autores analisaram a Rede PETRO-RS com base no referencial das capacidades dinâmicas. Identificaram que as empresas tenderam a se reconfigurar do ponto de vista tecnológico e de mercado quando ingressaram na rede, e potencializaram seus processos de aprendizagem por meio do estreitamento das relações com universidades e produtoras de bens complementares. O estudo destacou ainda a importância das empresas exercitarem a cooperação como forma de desenvolver recursos únicos e criadores de valor, seja por meio do esforço de inovação, ou via absorção de conhecimento, proporcionado pela sinergia entre firmas. Isso seria essencial em contextos em que os ambientes operacionais de mercado são mutáveis.

Segundo Helfat (1994), os gastos de P&D no setor de petróleo dão suporte para as hipóteses da teoria evolucionária. Os gastos de P&D apresentam path dependence e, conseqüentemente, o nível e a natureza das atividades de P&D varia entre as firmas, persistentemente. As Idiosincrasias das firmas, associadas ao conhecimento tácito e ao aprendizado acumulado de cada empresa, podem determinar o diferencial em termos de competitividade e desempenho entre as firmas.

Em Acha e Finch (2005), são apresentadas as análises, ao nível da indústria e ao nível da firma, além das trajetórias das firmas no E&P em águas profundas. Os autores constataram que as empresas que começaram a atuar no *offshore* de águas profundas mantiveram as suas equipes de geologia e geofísica, mas tiveram que reconfigurar as capacidades de seus recursos humanos entre a metade dos anos 1970 e meados da década de 1980.

Os autores constataram que a presença de um setor de serviços especializados foi um fator importante a influenciar o ritmo de entrada das firmas nas atividades de águas profundas. Houve a facilitação da entrada de empresas de menor porte, mais avessas a riscos, após as *supermajors* terem se posicionado nesse nicho. A capacitação para a fase de desenvolvimento requereu maior capacidade de adaptação e de inovação do que aquela exigida na exploração. As firmas entrantes em águas profundas tiveram que ser eficientes na transformação de seus recursos e capacidades e na interação com a rede de fornecedores especializados.

Em indústrias orientadas por processos, tal como a indústria petrolífera, a promoção da inovação no âmbito da firma tende a envolver mudanças em suas capacidades, bem como a integração de conhecimento. É fundamental a integração de equipes e disciplinas de conhecimento na gestão baseada em processos, cuja ênfase recai sobre o desempenho, as diretrizes e o conhecimento tácito, com menos inovação radical, a fim de gerar diferencial competitivo. As firmas que aplicam processos integrados são mais exitosas em ambientes

desafiadores. Isso sugere que a integração tem um impacto positivo no desempenho global do processo. A inovação incremental é decisiva, porque o avanço das inovações em processos ocorre, majoritariamente, por tentativa e erro, e pequenas mudanças podem ter grandes efeitos em termos de desempenho do processo (STADLER, 2011).

De acordo com Acha e Finch (2006), a capacidade de absorção é essencial no *upstream* de águas profundas, porque os desafios crescem com o aumento da profundidade perfurada, e com as mudanças tecnológicas proporcionadas por petroleiras e fornecedores. A busca por recursos em profundidades cada vez maiores está associada com áreas e camadas ainda pouco exploradas das bacias sedimentares, onde se espera encontrar reservatórios com maiores volumes recuperáveis de reservas. Neste contexto, merece destaque o programa de cooperação tecnológica denominado DeepStar. Conforme discutido por Grecco (2007), o referido programa é uma parceria entre petroleiras para realizar esforços conjuntos de inovação voltados para desenvolver as capacitações associadas ao *upstream* de águas profundas. Há cerca de vinte anos essa iniciativa vem promovendo a colaboração tecnológica entre petroleiras e parapetroleiras.

O estudo realizado por Woiceshyn e Daellebach (2005) sugere que há entre as petroleiras uma considerável diferenciação na capacidade de adotar (e integrar) novas tecnologias. Os autores compararam duas empresas com diferentes processos de absorção tecnológica; a que foi mais eficaz adotou, previamente, uma forte estratégia de comprometimento com a nova tecnologia, o que envolvia sistemas de conhecimento técnico e gerencial adequados. Assim, eles constataram que esse comprometimento para com a nova tecnologia e a integração externa são aspectos decisivos para a absorção de tecnologias desenvolvidas por fornecedores. Como na indústria do petróleo parte considerável das novas tecnologias são desenvolvidas por fornecedores e prestadores de serviço, a integração externa com essas empresas é fundamental para o sucesso na adoção de novas tecnologias, diante das incertezas a elas associadas.

Já o trabalho de Sharma (2008) investiga a influência da experiência e do percentual de participação do parceiro do operador (no consórcio) na capacidade de executar, no tempo previsto, projetos em águas profundas. A conclusão a que se chega é que o número de parceiros e a participação deles no consórcio são aspectos que não afetam significativamente o tempo de produção do primeiro óleo. Já a experiência do operador teria um impacto benéfico no período de desenvolvimento, no que se refere à redução do tempo. Segundo o autor, a experiência do parceiro que não opera teria um pequeno impacto no tempo de execução do projeto, enquanto a experiência que ele ganha nessa condição seria decisiva para

ele operar no futuro. Petroleiras com experiência na atividade de operação costuma ter papel ativo quando não figuram como operadora. O autor conclui que investir em projetos com operador qualificado e experiente constitui uma estratégia de sucesso para petroleiras pouco qualificadas, uma vez que tal opção tende a reduzir os riscos do projeto e elevar a capacidade de gerenciamento de projeto das indústrias de petróleo pouco experientes.

A pesquisa de Stadler et al (2013) é um trabalho recente e relevante que propõe uma metodologia de análise das fases de Exploração e de Desenvolvimento de reservas no setor de petróleo, apoiada na teoria das Capacitações Dinâmicas. Os autores tentaram estimar os efeitos destas capacitações, utilizando como proxy o volume de atividades realizadas em Exploração e Desenvolvimento. Os resultados apontaram que o efeito marginal no sucesso para acessar reservas (exploração), decorrente do emprego das Capacitações Dinâmicas, somando os de natureza direta e indireta, era de 35%. Já na fase de desenvolvimento esse efeito combinado era de 20%. Eles constataram que firmas que utilizam Capacitações Dinâmicas mais sofisticadas acessam mais recursos em volumes comerciais e também tendem a ser mais bem sucedidas ao desenvolvê-los, uma vez que elas podem confiar nos conhecimentos adquiridos por meio de suas atividades pretéritas de E&P de hidrocarbonetos.

Os autores sugerem que as Capacitações Dinâmicas apresentam elevado potencial de ampliação e modificação da base de recursos da firma. Elas não afetariam somente o sucesso das atividades direcionadas às mudanças internas, mas também influenciam os requisitos de capital para financiar os investimentos, ou seja, podem ajudar a reduzir custos de capital. Para Stadler *et al* (2013) a falta do conhecimento prévio diretamente relacionado aos recursos explorados torna as Capacitações Dinâmicas importantes para o acesso e o desenvolvimento dos recursos.

Em resumo, os trabalhos empíricos revisados sugerem que as empresas que direcionam as suas estratégias para elementos compatíveis com as Capacitações Dinâmicas aumentam suas chances de sucesso. O acúmulo de experiência operando ou com sócio de operador experiente (absorção/integração de conhecimento e tecnologia externos) poderiam ajudar a melhorar as capacidades e o desempenho da firma na operação em ambientes desafiadores. Simultaneamente, pode aprimorar o desempenho na gestão do tempo de execução de projeto e dos recursos nele empregados.

## Conclusão

Este capítulo apresentou o debate teórico considerado como adequado aos propósitos analíticos desta tese. Ele foi útil para demonstrar as razões pelas quais a teoria das Capacitações Dinâmicas foi selecionada. O debate no interior dessa corrente de pensamento está centrado exatamente entre a presença de capacitações firma-específicas e setor-específicas no interior das firmas. Conseqüentemente, a predominância de uma ou outra modalidade apontaria a possibilidade da geração de vantagens competitivas por parte das organizações que desenvolvem Capacitações Dinâmicas mais sofisticadas. Para responder a essa questão, constatou-se que a abordagem das Capacitações Dinâmicas seria a mais adequada ao tema e às perguntas norteadoras da tese. Ela combina elementos da visão baseada em recursos e da teoria evolucionária, oferecendo categorias analíticas úteis para os objetivos desta tese.

Com base na revisão de literatura, foram reunidos conceitos e reflexões da literatura teórica e aplicada que serviram para a elaboração do modelo mental fundamentador da pesquisa de campo apresentada no sexto capítulo. O emprego desse método de investigação se mostrou fundamental para complementar as iniciativas de revisão bibliográfica do tema relacionado aos custos e à modelagem econométrica. A pesquisa de campo foi empreendida por meio de três estratégias, uma exploratória (realizada via entrevistas com especialistas), a outra descritiva (realizada junto às petroleiras) e a última confirmatória (aplicada junto à parapetroleiras). O emprego desses três métodos de pesquisa de campo se mostrou necessário em decorrência da complexidade e diversidade da indústria de petróleo e gás, tratada nesta tese com o devido destaque.

O setor de petróleo passou por diferentes ciclos durante a sua existência. Ao longo das diferentes etapas de consolidação da indústria, desde os seus primórdios, os requisitos de capital (e a escala mínima eficiente) da atividade petrolífera se elevaram, assim como as barreiras técnicas à entrada no setor. A formação de grandes empresas integradas, a princípio, concentrou nessas firmas a geração de competências e o domínio tecnológico. Essa condição manteve alta, por muito tempo, a dependência de firmas nacionais (NOC's) em relação às petroleiras privadas. Eram as últimas que detinham o conhecimento e o capital necessários para operar os campos de petróleo.

Já no decorrer das últimas décadas, devido a um crescente processo de especialização da indústria petrolífera e dos seus fornecedores, parte relevante das atividades de P&D foi se



concentrando cada vez mais nas parapetroleiras. Por essa razão, a capacidade de absorção das petroleiras tem se tornado cada vez mais importante, assim como a habilidade para lidar com mudanças constantes associadas a ambientes operacionais cada vez mais hostis e desafiadores, seja do ponto de vista técnico ou econômico. Capacidade de Absorção e competência para lidar com mudanças no ambiente de atuação são aspectos centrais na teoria das Capacitações Dinâmicas.

Nesse contexto, a competência para absorver tecnologia ganha importância crescente no âmbito da aquisição e transformação de capacitações por parte da petroleira. Analogamente, o compartilhamento de conhecimento e de esforços de P&D de novas tecnologias - cooperação tecnológica - entre petroleiras e parapetroleiras também passou a ser mais intenso. A difusão das inovações também recebeu novos contornos, à medida que a indústria parapetrolífera se especializou e se concentrou. Um grande fornecedor pode atender a maior parte do mercado uma vez que aplica as suas novidades tecnológicas em diversos projetos. Ele se beneficia dos ganhos de escala e da experiência, associadas a tal situação, para ser capaz de fornecer com maior competitividade, em termos de preço e qualidade.

Diante das especificidades do caso tratado nesta tese, o caminho escolhido foi a combinação dessas duas correntes teóricas principais, bem como a articulação entre duas metodologias de pesquisa de campo encontradas na literatura. O modelo teórico desenvolvido, portanto, inspirou-se, efetivamente, em quatro trabalhos reconhecidos no âmbito da literatura de Capacitações dinâmicas. Como afirma Procter et al (2011, p. 642), não existe um único método empírico ajustável a um grande conjunto de casos para testar as Capacitações Dinâmicas de uma empresa ou um conjunto delas. Por essa razão optou-se por propor um método novo, desenvolvido no âmbito deste trabalho.

## **CAPÍTULO 2: Caracterização Técnica e Econômica da IMP**

### **Introdução**

O debate teórico das Capacitações Dinâmicas apresentado no primeiro capítulo serviu para oferecer elementos de análise para serem aplicados à Indústria Mundial do Petróleo (IMP), em geral, e ao ambiente de águas profundas, em particular. Esse arcabouço teórico selecionado oferece meios para que o tema seja tratado em uma perspectiva dinâmica e a partir de um recorte que contemple as principais características intra-firmas e intra-industriais, e não somente aspectos tecnológicos ou apenas organizacionais. A partir da revisão de literatura ficou claro que ele serve para ajudar na investigação do referido setor, que é complexo e enfrenta mudanças cíclicas em variáveis de mercado relevantes. Ele também possui nichos com nuances técnicas e ritmos de mudanças tecnológicas suficientes para exigir significativa capacidade de absorção e adaptação das empresas.

Neste capítulo, a indústria foi descrita, brevemente, com destaque para a complexidade dos seus elementos constitutivos, sejam eles de natureza técnica, econômica, ou institucional. O objetivo desta parte da tese é oferecer uma primeira aproximação com relação aos elementos concretos do assunto, a partir de uma perspectiva geral do setor em que a temática da tese se insere. Procurou-se apontar os principais aspectos que caracterizam o setor e que apresentam implicações nos custos do *upstream* do petróleo e gás. Ao longo do presente capítulo, será salientada a presença de importantes heterogeneidades no setor, que podem estar associadas aos seguintes aspectos, a saber: i) ao tipo de hidrocarboneto explorado; ii) aos sistemas utilizados; iii) ao reservatório explorado; iv) e aos aspectos institucionais da região hospedeira. Vale dizer que as variações nesses itens podem ter relevantes implicações em custos.

Nos termos utilizados pela indústria, o conjunto de características naturais (em especial, as geológicas) no ambiente exploratório determina o que os profissionais do setor conhecem como custos técnicos. Estes, por seu turno, seriam a expressão das características técnico-econômicas do reservatório (ou campo), bem como do local onde ele está inserido. Logo, quanto mais desfavorável o tipo de petróleo e mais hostil o ambiente e as condições operacionais de exploração e produção, mais caro seria o empreendimento. A pergunta que se coloca desde esta etapa da tese é a seguinte: seriam estas características naturais do(s) campo(s) desenvolvido(s) os únicos determinantes dos custos de um empreendimento de

petróleo e gás? Ou, dito de outra forma, as petroleiras têm capacidade de influenciar decisivamente os custos de capital em um projeto petrolífero de águas profundas?

A resposta a essa questão começa a se desenhar com a reflexão sobre a inexistência de um modelo (“regra de bolso”) ou caminho, à priori, correto para se desenvolver um campo de petróleo e gás. Nesse sentido, essa tese pretende demonstrar a existência de uma margem não desprezível para decisões discricionárias, relativas aos investimentos de capital e associadas à fase de desenvolvimento de um projeto de águas profundas. Caso essa hipótese se confirme, ficará claro que as petroleiras têm possibilidade de influenciar, de modo significativo, o desempenho em custos de seus projetos, a despeito dos requisitos técnicos, inerentes a cada um deles. Na prática, a firma deverá lidar com variáveis controláveis e não controláveis, quando da execução de seus empreendimentos, conforme será discutido no quarto capítulo. A capacidade das firmas de enfrentar, com êxito, mudanças no ambiente operacional ou de mercado, pode gerar vantagens competitivas para elas, como aponta a teoria das Capacitações Dinâmicas, vista no primeiro capítulo.

Nesta parte do trabalho pretende-se indicar o porquê de a indústria mundial do petróleo e gás natural (IMP) ser uma das maiores e mais complexas do mundo. Ela articula um conjunto amplo de agentes econômicos, especialmente, quando se considera todos os elos da cadeia de fornecedores e os consumidores finais de seus produtos. O leque de derivados dos hidrocarbonetos é grande, assim como são inúmeras as alternativas de uso desses produtos. A descoberta de jazidas de hidrocarbonetos também pode ocorrer em diferentes regiões e ambientes exploratórios. Sua composição química apresenta certo conjunto de elementos, com predominância de hidrogênio e carbono. Trata-se de um recurso natural que se diferencia conforme a sua origem e grau de transformação, no que se refere à sua densidade, viscosidade e acidez. Com tantas características que o fazem um produto heterogêneo por natureza, o petróleo tem poucas utilidades na sua forma bruta. Tais idiosincrasias implicam dificuldades adicionais que aditam custos, quando da identificação e avaliação do conteúdo dos “poços”, bem como nas fases de tratamento do produto.

Como a exploração e produção de petróleo e gás (*upstream* da cadeia produtiva) extraem o produto cru, tal qual ele se encontra na natureza, é na fase de processamento e refino (*downstream* da cadeia) que são obtidas frações com características padrão, conforme as especificações desejadas. Somente por meio dessa padronização é possível atender à demanda para o consumo de máquinas e equipamentos que, não raro, são construídas para utilizar um combustível ou insumo, com determinadas especificações técnicas, com um padrão bem estabelecido.

Diante da grande importância dos hidrocarbonetos para a economia e do seu elevado potencial de lucro, os Estados Nacionais estabelecem arranjos contratuais, no bojo de regimes regulatórios-fiscais, que possam permitir a apropriação de uma parte da renda petrolífera, supostamente, aquela associada às rendas extras obtidas. Contudo, arcabouços institucionais inapropriados de um país podem reduzir a atratividade dos investimentos de empresas petrolíferas, caso a parte da renda capturada pelo Estado comprometa os retornos minimamente desejáveis da empresa investidora. Nesse ponto reside uma das principais justificativas do tema empreendido nesta tese. Devido a grande magnitude do *government take* em muitos países, os leigos tendem a crer que os custos são irrelevantes neste setor, uma vez que corresponderiam a uma pequena parcela do valor de venda do petróleo.

No entanto, a interpretação rigorosa dessa situação tem o sentido oposto. Quanto maior a participação do Governo em um país ou área de atuação, maior é a importância dos custos, como se pode constatar nos trabalhos de IHS CERA (2011) e Al-Attar e Alomair (2005). As empresas que apresentarem níveis mais elevados de competitividade em custos terão maiores chances de considerar ofertas de blocos (ou áreas exploratórias) com menor rentabilidade esperada para a média da indústria. Na prática, uma petroleira competitiva em custos também estará mais apta a atuar em grandes projetos, que exijam maior capacidade de investimento e controle de custos, devido aos maiores riscos associados. A presença de economias de escala em projetos de grandes volumes de reservas, em contrapartida, pode prometer elevados prêmios.

O objetivo principal deste capítulo, por fim, é discutir as características gerais e complexas da indústria do petróleo e gás que são relevantes para a análise dos custos nesse segmento de exploração e produção em águas profundas. Os tópicos aqui tratados serão muito úteis para a compreensão do processo de modelagem econométrica empreendido no quinto capítulo. A estratégia adotada na delimitação do tema de pesquisa é informada pelo conteúdo discutido neste momento, bem como no terceiro e quarto capítulos. Ao final destes, espera-se que o leitor tenha ainda maior clareza a respeito da complexidade do setor e do tema, bem como dos desafios de modelagem e análise da indústria, em sua totalidade, e do *upstream* de águas profundas, em particular.

Este capítulo está dividido em sete seções. A primeira é a presente introdução, que apresenta os principais temas tratados e a lógica de encadeamento das ideias. A segunda seção trata das características técnicas e econômicas do petróleo e dos principais ambientes exploratórios. Na terceira parte, uma primeira figura sobre a complexidade do setor é oferecida. A quarta seção mostra os diferentes tipos de empresas que atuam no *upstream* do

petróleo e gás. Na quinta parte, são levantadas as heterogeneidades associadas às distintas regiões em que se explora e produz petróleo. A sexta parte explora parte dos aspectos institucionais que afetam e são afetadas pela estrutura e ambiente de custos de um país. Na última seção, as conclusões são apresentadas.

## **2.1 Principais Aspectos Técnico-Econômicos e Institucionais da IMP**

### **2.1.1 Caracterização e Classificação do Petróleo**

O que se convencionou chamar de petróleo, em geral, equivale a uma mistura complexa de hidrocarbonetos com ampla faixa de ponto de ebulição (ou tamanho de moléculas). Os produtos primários da extração de hidrocarbonetos são: o petróleo bruto, constituído pelos componentes líquidos nas condições ambientes, e o gás natural, que corresponde aos componentes voláteis nas condições ambientes, que estavam associados ao petróleo bruto, nas condições do reservatório.

Os hidrocarbonetos são compostos orgânicos constituídos de carbono e hidrogênio. Por muito tempo, a perspectiva orgânica da origem do petróleo é predominante. Segundo esta visão majoritária, eles se formariam ao longo de milhares de anos, a partir das reações químicas e decomposição de material, que formam as bacias sedimentares, onde se assentam os recursos petrolíferos. Contudo, outra visão que vem ganhando espaço é aquela que aponta a origem inorgânica dos hidrocarbonetos (CONAWAY, 1999, p. 19–21).

No que se refere à classificação, o petróleo é considerado, do ponto de vista econômico, um bem *commodity*, definido pela homogeneidade de produto, mas, na prática não existe uma corrente de petróleo exatamente igual à outra. Como nos lembra Danesh (1998, p. 15), uma corrente é uma mistura específica de hidrocarbonetos, produzida a partir de um determinado reservatório. É bem verdade que, em um mesmo campo há uma grande semelhança entre as misturas de hidrocarbonetos encontradas, mas uma mesma região ou país pode produzir qualidades muito diferentes do produto. Nessas condições, a busca por padronização desde os primórdios da indústria foi essencial para o crescimento e a evolução dos negócios relacionados ao petróleo. A adoção de especificações técnicas padronizou os derivados do petróleo e permitiu o aproveitamento de economias de escala no processamento do petróleo e no consumo desses derivados (YERGIN, 2011).

Existem, entretanto, convenções que classificam produtos conforme as suas características principais. No que se refere ao petróleo bruto, foram criados alguns padrões de qualidade para servirem de referência, quando da caracterização dos distintos tipos de petróleo. Ficaram conhecidos como petróleos marcadores. Sua função é facilitar as transações do petróleo na forma de *commodity*, a partir de que se analisa as demais misturas produzidas no mundo. Existe mais de um tipo de petróleo marcador. Os mais conhecidos são WTI (EUA), Brent (Mar do Norte) e o Dubai (Golfo Pérsico). Eles servem de referência de qualidade e preço para os demais (VASSILIOU, 2009). Assim, os tipos com qualidade inferior são vendidos com algum desconto em relação ao preço do petróleo marcador.

De acordo com Fahim *et al* (2010) e Zklo (2008), o petróleo pode ser classificado em três características, considerando seus aspectos qualitativos:

i) **os tipos de hidrocarbonetos predominantes.** No óleo de base parafínica os hidrocarbonetos saturados de cadeia aberta são predominantes. Já o óleo de base naftênica tem hidrocarbonetos cíclicos saturados e geram um resíduo asfáltico. Enquanto no óleo com base aromática há hidrocarbonetos cíclicos não saturados (aromáticos), como o benzeno e o tolueno. Ele é ideal para a produção de derivados para a indústria petroquímica. Portanto, de acordo com o tipo de hidrocarboneto predominante no óleo cru, diferentes tipos de derivados podem ser produzidos a partir deste.

ii) **a densidade do óleo.** É medida por um indicador denominado API (American Petroleum Institute). De acordo com o grau API, os óleos podem ser classificados em leves, médios ou pesados, conforme se pode verificar no quadro 1. Os óleos leves possuem um grau API acima de 30. Os óleos médios são classificados entre 21 e 30. Por fim, os óleos pesados são classificados abaixo de 21 API. Os óleos mais leves são mais valorizados porque podem produzir uma maior quantidade de derivados de maior valor de mercado (GLP e gasolina), com tecnologias de refino relativamente simples e baratas.

iii) **o teor de enxofre.** Os óleos são classificados como “doces” (*sweet*) quando apresentam um baixo conteúdo de enxofre (menos do que 0,5% de sua massa) ou “ácidos” (*sour*). Os óleos com menor teor de enxofre são mais valorizados, pois o enxofre pode produzir chuva ácida. Óleos ácidos possuem um custo de refino mais elevado porque devem passar por processos de eliminação do enxofre, para produzir derivados de acordo com as especificações ambientais.

Tabela 1 - Classificação do Petróleo segundo o Grau API

<b>Classificação</b>	<b>Grau API<sup>4</sup></b>
Leve	$g \geq 31^{\circ}$
Mediano	$31^{\circ} > g \geq 22^{\circ}$
Pesado	$22^{\circ} > g \geq 10^{\circ}$
Extra-pesado	$g > 10^{\circ}$

Fonte: elaboração própria

Na prática, os óleos crus extraídos de diferentes reservatórios podem se diferenciar quanto aos seguintes aspectos, por exemplo: i) coloração (preto, castanho ou castanho claro); ii) densidade; iii) viscosidade; iv) intensidade de liberação de gás (Drews, 1998). Não raro, os óleos de colorações mais escuras (preto), são mais densos, viscosos e liberam pouco ou nenhum gás, já no caso dos claros (castanhos) é o inverso.

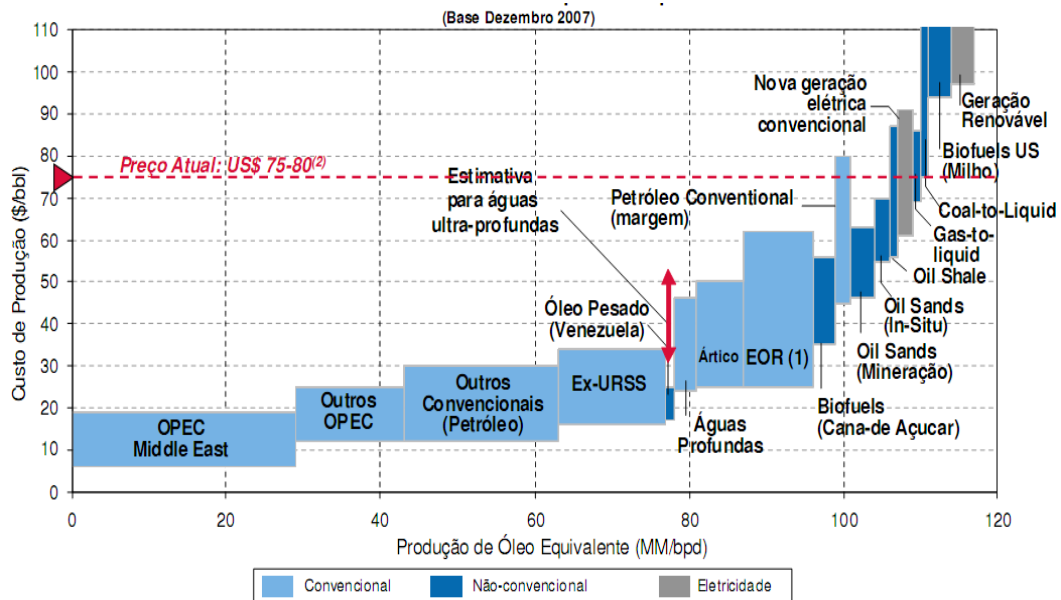
### 2.1.2 Tipos de Ambientes Exploratórios e Reservatórios

Os principais ambientes exploratórios de petróleo e gás são, a saber: i) *onshore*; ii) *offshore*; iii) xisto; iv) petróleo pesado; v) areias betuminosas e; vi) *tight oil*. Todas essas categorias são descritas adiante e a exploração *offshore* profunda será salientada. Vale lembrar que as duas primeiras correspondem à exploração convencional de petróleo e as demais são não convencionais. A diferença básica entre estes tipos de petróleo é que os últimos ou são de alta viscosidade (o *tight* ou *shale* tem baixa viscosidade) ou se encontram depositados em rochas pouco permeáveis, nas quais o fluido encontra maiores dificuldades para se movimentar no interior da rocha.

A figura 5 mostra a curva de custo de diferentes fontes de hidrocarbonetos. De acordo com estimativas da Agência Internacional de Energia (Energy International Agency - EIA), os hidrocarbonetos produzidos estavam em uma faixa de baixos custos de produção. Na mesma situação estariam grande parte das reservas de países da OPEP (ou OPEC, em inglês), especialmente na região do Oriente Médio e outras reservas de petróleo convencional. Trata-se de grandes volumes de recursos naturais. Em um patamar de custos superior se encontrariam reservas em águas profundas e ultraprofundas. Também se verificam aqueles volumes de hidrocarbonetos, passíveis de serem produzidos a partir da recuperação avançada, com base em diferentes métodos. Os hidrocarbonetos pesados e de xisto, bem como o gás e o carvão transformados em líquidos envolvem grandes volumes de recursos, mas também se

encontram em patamares superiores de custos. Em seguida descrevemos os principais ambientes exploratórios.

Figura 5 - Curva de custos de oferta de longo prazo de petróleo e outros energéticos



1) Recuperação Avançada de Petróleo; 2) Novembro/09  
 Fonte: ONIP (2010)

Frente à escassez dos hidrocarbonetos mais acessíveis do ponto de vista técnico e econômico e da necessidade renovação de reservas, as petroleiras foram obrigadas a buscar recursos em áreas de acesso cada vez mais difícil e oneroso. Todavia, a evolução tecnológica promoveu avanços em direção às novas fronteiras, dentre as quais merecem destaque a exploração *offshore* em águas profundas e os hidrocarbonetos não convencionais apresentados à seguir.

**Xisto ou Shale.** Os xistos são rochas de aspecto folheado que derivam de rochas argilosas (denominadas rocha mãe), de onde supostamente se origina hidrocarboneto. Certos xistos contêm gás preso entre as fissuras. Este é o gás metano. Existem enormes reservas em várias partes do mundo. Mas a extração do gás de xisto é difícil e a técnica é complexa. Uma das técnicas utilizadas é a hidro-fracturação, que é empregada por meio da perfuração direcional até atingir a camada de xisto que possui aspecto folheado, origina-se de rochas argilosas e contêm gás metano aprisionado entre as suas fissuras. A técnica de extração do gás de xisto é complexa e requer a injeção água para misturada a areia e produtos químicos com o fito de quebrar os xistos e libertar o gás.



**Areais Betuminosas (*Oil/Tar Sands*).** Trata-se de areias impregnadas em betume, um hidrocarboneto de densidade e viscosidade altas. Este betume no seu estado natural não é capaz de fluir ao poço, pois se encontra misturado à argila (KENNEDY, 1990).

**Gás Natural das Camadas de Carvão (do inglês *Coalbed Methane*).** É gás natural extraído de capas de carvão, que possuem elevado conteúdo de matéria orgânica capaz de reter uma grande quantidade de gás.. Assim como outras modalidades de gás convencional, o gás do carvão é difuso, heterogêneo e é determinado pelas características da rocha onde é encontrado (SEIDLE, 2011, p. 1).

**Gás Compacto (do inglês *Tight Gas*).** Gás natural contido em rochas de baixa porosidade e permeabilidade. Sua extração é mais difícil e onerosa porque requer perfuração direcional dos poços e fraturamento hidráulico para a sua produção (HUGMAN *et al.*, 1993).

Vale dizer que, via de regra, as atividades de E&P de hidrocarbonetos não convencionais, tais como as supracitadas, tendem a ser mais caras do que as atividades tradicionais. No entanto, o amadurecimento dessas tecnologias vem atuando no sentido de reduzir os custos dessas atividades, consideravelmente.

***Onshore.*** A atividade de exploração e produção de petróleo se iniciou em terra (do inglês *onshore*) a partir da prospecção e perfuração de poços com equipamentos rudimentares. A exploração e produção em terra é a atividade petroleira mais tradicional, pioneira. Foi nesse ambiente exploratório que se iniciou a indústria do petróleo e onde foram desenvolvidas as principais técnicas. Grande parte dos princípios desenvolvidos ali é utilizada até hoje na exploração e produção em terra e também nas atividades no mar. Esse é o ambiente onde é possível produzir petróleo empregando recursos tecnológicos mais simples (CAIRNS; ROGERS, 2004).

***Offshore.*** Produção de petróleo e gás no mar pode ocorrer em águas rasas ou em águas profundas e se utiliza de muitas técnicas desenvolvidas nas atividades *onshore*, mas também faz uso de muitos equipamentos e técnicas específicas para esse ambiente de E&P (NETO e SHIMA, 2008). Cabe informar que a caracterização desse segmento será desenvolvida com mais detalhes mais a frente neste capítulo e nos capítulos que se seguem. Ela pode ocorrer em águas rasas (em plataforma continental) ou em águas profundas.

Os *reservatórios* de hidrocarbonetos denominados *convencionais* podem ser de gás associado ou não associado. Quando a sua ocorrência é de gás natural associado, parte dos hidrocarbonetos produzidos se constitui em gás natural. Nesse caso, o gás é um subproduto, porque o petróleo é o bem mais valioso, portanto, a prioridade da extração (DEVEREUX,

1998). Caso o reservatório seja de gás associado, a produção dele resultante é predominantemente de petróleo.

Quando a mistura de hidrocarbonetos se apresenta no estado gasoso, é denominada de gás natural ou somente gás. Nele predominam os hidrocarbonetos mais leves da série das parafinas; o metano é o mais abundante e é exatamente por isso que a mistura se apresenta nesse estado físico (gasoso). Quando ela figura no estado líquido, o petróleo é chamado de óleo cru (ou óleo). Nas condições do reservatório, o seu conteúdo não é rigorosamente óleo, senão uma mistura líquida de hidrocarbonetos (KIDNAY; PARRISH, 2006; SATTER; IQBAL; BUCHWALTER, 2008, p. 122).

Os diferentes estados físicos (ou fases) em que o petróleo se encontra são definidos pelas condições de temperatura e pressão. Em verdade, as acumulações de petróleo estão sujeitas a constantes alterações das condições de temperatura e pressão, como consequência de sua produção. Assim, as mudanças nas condições da mistura ocorrem tanto no produto extraído, quanto na mistura que permanece no interior da rocha, mudando as condições ambientais do reservatório (DANESH, 1998, p. 254). Tais mudanças exercem influência sobre o ritmo de produção. Como demonstra (SATTER; IQBAL; BUCHWALTER, 2008, p. 160), o conhecimento adequado da formação geológica e das condições de temperatura e pressão do reservatório permite o planejamento ótimo da produção de um campo ao longo de sua vida útil.

### **2.1.3 Complexidade dos Aspectos Técnicos-Econômicos do Setor**

Até aqui demonstramos as várias maneiras pelas quais o petróleo pode se apresentar e os principais ambientes exploratórios de onde os hidrocarbonetos podem ser extraídos. Esses aspectos introdutórios dão as primeiras pistas de que a indústria do petróleo pode ser caracterizada menos pelas semelhanças entre os seus elementos constituintes, senão, muito mais, pelas suas diferenças, que se manifestam de inúmeras maneiras. Apontamos a primeira delas, a saber, o próprio petróleo, com características distintas de acordo com a sua origem. Na verdade, as propriedades químicas de composição de hidratos de carbono constituem os elos de união entre os hidrocarbonetos que denominamos de petróleo, como sendo um produto homogêneo<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Do ponto de vista econômico o petróleo é considerado homogêneo, na condição de commodity comercializada internacionalmente. No entanto, existem diferentes misturas (ou correntes) de referência, que são denominados

Quando se analisa a cadeia do petróleo também é possível perceber que as suas duas principais etapas (extração e refino) não guardam muitos aspectos em comum. Contudo, no bojo da etapa de extração existem muitas especificidades entre os distintos ambientes exploratórios, onde ocorre a produção do petróleo cru. Essas diferenças se manifestam na forma de organização da indústria e, conseqüentemente, nas características das empresas que nela atuam. Nas subseções seguintes serão debatidos esses dois elementos. Primeiro, a estruturação da cadeia do petróleo e em seguida os distintos papéis desempenhados pelas empresas nessas duas principais fases da cadeia.

### **2.1.4 Principais Segmentos de atuação ao longo da Cadeia**

A cadeia do petróleo possui dois componentes principais. O primeiro é o *upstream* que envolve as atividades de exploração e produção (extração) de petróleo bruto. O segundo<sup>6</sup> é o *downstream*, elo em que o petróleo é refinado e em seguida é distribuído na forma de derivados do produto. Vale lembrar que esta tese está centrada no *Upstream* do petróleo, particularmente, associado a projetos de águas profundas.

#### **2.1.4.1 *Upstream***

A indústria do petróleo é composta por diversas etapas que envolvem a produção do petróleo cru até a comercialização de derivados. A etapa de extração do produto bruto é denominada *Upstream*<sup>7</sup>. Nela as petroleiras exploraram áreas com potencial de descoberta. Quando encontram indícios da existência de petróleo elas perfuram novos poços para avaliar se existe volume em quantidade comercial.

Caso o resultado da exploração seja positivo as empresas de petróleo elaboram um projeto de engenharia a fim de desenvolver a infraestrutura adequada para extrair os hidrocarbonetos. O ritmo e o período de produção dependem das características do reservatório e da estratégia da empresa. Quanto maior o tamanho das reservas maior tende a

---

petróleo marcador (ou de referência). Exemplo: as propriedades das correntes de petróleo extraídas no Brasil até então indicavam se tratar de um produto de menor qualidade quando comparado ao Árabe Leve, WTI ou Brent. Então, a precificação do petróleo brasileiro seria feita com base em um desconto em relação a esses tipos de petróleo marcadores.

<sup>6</sup> Vale mencionar que, eventualmente o elo de transporte de petróleo e gás é tratado como *midstream*, o que é mais frequente na indústria do gás natural.

<sup>7</sup> O tratamento do tema *upstream* do petróleo também é realizado por (Vactor, 2010) e (Falola, 2005).

ser a vida útil do projeto, maior a capacidade de aproveitar ganhos de escala e reduzir os custos fixos unitários dos hidrocarbonetos extraídos. Na movimentação de petróleo e gás se verificam economias geométricas de escala. Quanto maior forem os volumes transportados menores serão os custos unitários desse serviço. À medida que o diâmetro do duto se eleva, crescem os seus custos de construção e manutenção, mas em proporção menor às economias geradas pelo maior diâmetro (CLO, 2000).

Ademais, vale dizer que, uma corrente oriunda de um campo *offshore* normalmente é constituída por água, óleo e gás natural associado. Então, é preciso realizar a separação dessa mistura, pois esta é a única forma de aproveitar o elevado valor econômico das frações de óleo e gás. Conforme nos lembra (KIDNAY; PARRISH, 2006), tal segregação ocorre ainda no processamento primário, constituído por: i) separação de petróleo, gás e água, sob condições controladas; ii) tratamento dos hidrocarbonetos, caso necessário; iii) condicionamento dos hidrocarbonetos para permitir a sua transferência para instalações de processamento; iv) tratamento da água para reinjeção ou descarte. As duas etapas operacionais do processo de separação são a desidratação e a dessalgação.

Esse conjunto de processos de pré-tratamento e separação dos hidrocarbonetos envolvem custos na medida em que requerem sistemas e subsistemas específicos, os quais podem variar de uma unidade de produção para outra, conforme a mistura que será produzida. As opções da petroleira quanto à realizar o tratamento no fundo do mar ou na superfície também tem implicações em custos. Embora diferentes sistemas de produção apresentem muitas coisas em comum, as diferenças também são consideráveis, porque cada unidade de produção - juntamente com os seus sistemas e subsistemas e infraestrutura de escoamento - é dimensionada para as características de um poço ou campo específico, o que não impede que ela seja ajustada para operar em outro projeto, em um segundo momento. Novamente, essa adaptação envolve custos.

Vale lembrar que gás separado pode ser utilizado como combustível na unidade de extração de hidrocarbonetos, também é possível reinjetá-lo (gás de lift) para aumentar a recuperação de petróleo. Ele também pode ser transportado até o consumidor final<sup>8</sup>. Quando a construção da infraestrutura de transporte não é viável economicamente o gás pode até ser queimado, mas essa alternativa é limitada ou proibida em certos países produtores. Diante da menor densidade do gás e de seu estado físico natural, o seu processamento e transporte tendem a ser mais onerosos. Isso aponta para o fato de que projetos em que as reservas de gás

---

<sup>8</sup> Para mais detalhes das fases subsequentes de transporte e processamento de gás ver Mokhtab e Poe (2012).

são predominantes, os custos a ele associados tenderão a ser superiores. Por fim, cabe salientar que o segmento de *upstream* será abordado em maiores pormenores ao longo da tese, especialmente, no que se refere às atividades de E&P realizadas em águas profundas e ultraprofundas.

#### **2.1.4.2 Downstream**

Depois que o petróleo é produzido, pré-tratado e transportado, a fase seguinte da cadeia do petróleo é aquela em que se realiza o refino do petróleo e a distribuição dos derivados. O processo de refino pode variar significativamente de acordo com as características do petróleo. Quanto menos favorável for a qualidade do petróleo, mais complexa<sup>9</sup> tem de ser a refinaria. A transformação de correntes de petróleo de baixa qualidade em derivados de alta qualidade requer unidades de tratamento que podem ser onerosas (ZKLO, 2008, p. 99-100). Significa dizer que os custos do refino guardam relação inversa com a qualidade do petróleo. Essa é razão básica pela qual um tipo de petróleo de baixa qualidade deveria possuir menor preço de mercado, quando comparado àquele com características naturais mais apropriadas para a conversão em derivados leves de maior valor agregado.

No estado em que é extraído da natureza o petróleo tem poucas aplicações. Para ser aproveitado enquanto insumo energético é preciso ser submetido a processos de separação, conversão e tratamentos. Por meio deles o petróleo é decomposto em frações (ou cortes), segundo especificações padrão dos produtos que se pretende obter. Os referidos procedimentos são realizados no interior das refinarias, as quais fazem uso de distintas técnicas e equipamentos de acordo com o tipo de petróleo utilizado como insumo e o produto final (derivados) que se pretende obter. São exemplos de alguns dos referidos métodos empregados por refinarias modernas e complexas: i) destilação atmosférica; ii) craqueamento; iii) polimerização; iv) alquilação; v) dessulfurização; vi) dessalinização; vii) desidratação; viii) hidrogenação; para citar alguns dos principais (FAVENNEE, 2001, p. 240–242). Diante dos significativos custos de refino do petróleo, as diferenças de qualidade do produto deverão refletir no preço. Os descontos daí derivados podem ser relevantes na análise do retorno dos projetos de *upstream* em áreas em que os custos de investimento associados são elevados.

---

<sup>9</sup> As refinarias são planejadas para receber determinada mistura de petróleo, de modo que uma empresa integrada verticalmente pode construir unidades de refino adequadas para o tipo de petróleo que produzem. Quando a organização não dispõe da mistura adequada ao seu parque de refino, ela tem de adquirir correntes que se ajustem às suas necessidades, ainda que seja apenas para misturar ao petróleo que ela mesma produz.

## 2.2 Integração vertical predomina entre grandes petroleiras

Uma empresa que atua nos distintos segmentos pode garantir o suprimento do tipo de petróleo que ela precisa, ou pensando na ordem inversa, uma produtora de determinado tipo de petróleo poderia constituir refinarias ajustadas às características de seu petróleo bruto. A atuação em diferentes etapas ao longo de uma mesma cadeia produtiva é denominada integração vertical. Em Lafontaine e Slade (2007) e Salinger (1989) o referido tema é tratado cuidadosamente. No setor petrolífero, quando uma mesma empresa atua em atividades do *Upstream* e do *Downstream* ela é uma firma integrada.

Contudo, integração vertical é uma questão de grau. A intensidade da integração pode variar em torno de um grande leque de possibilidades. Assim, uma empresa pode possuir um elevado grau de integração vertical porque atua em todos os elos de cada etapa, enquanto outra pode não atuar em parte desses elos da cadeia e ser menos integrada. Assim como uma empresa pode se especializar na atuação em apenas algumas atividades das diferentes etapas da cadeia.

Na história da Indústria Mundial do Petróleo (IMP) é possível identificar um predomínio da tendência à integração vertical. No entanto, os processos de integração e desintegração vertical se comportam como pêndulos nessa indústria. Em determinados momentos as empresas privilegiam um dos movimentos, mas, em outros, privilegiam a direção oposta. Como nos ensina Chandler; Hikino e Chandler (2009), Sturt (1995) e Teece (1993), os benefícios oriundos da integração vertical passam pelo aproveitamento de economias de escala e de escopo, bem como pela garantia de suprimento, de acesso aos mercados e de aproveitamento de sinergias, inclusive de natureza fiscal<sup>10</sup>.

Diante da presença de empresas verticalmente integradas e outras especializadas em determinados nichos de mercado, não faz sentido realizar comparações genéricas a respeito do conjunto das firmas que atuam na indústria do petróleo e gás. A próxima seção irá mostrar as principais diferenças entre os distintos tipos de empresas que atuam na indústria. Deverá ficar mais evidente o porquê do recorte empreendido nesta tese, que limita a análise nuclear ao segmento de águas profundas do setor. Nestas condições, poderia ser inapropriado, por exemplo, realizar esforços de estimação que contemplem dados da totalidade da indústria,

---

<sup>10</sup> No Brasil o sistema tributário inside em cascata, assim, a empresa integrada se beneficia da economia com impostos ao longo da cadeia produtiva, pois em seu decurso até o consumidor final não há transações, senão transferências internas entre unidades da mesma empresa. Quando vende o produto final a empresa não precisa pagar novamente o imposto referente ao valor do insumo que ela produziu e sobre o qual já pagou imposto no elo anterior da cadeia.

sem ponderar as especificidades dos seus principais segmentos e dimensões específicas. Os resultados de trabalhos dessa natureza correm riscos de não serem significativos ou mesmo de se apresentarem como inconclusivos.

### **2.3 Tipificação e Diversidade de Petroleiras que Atuam no E&P**

Na prática, o processo produtivo do petróleo bruto pode ocorrer em condições bem distintas. As diferenças podem ser marcantes em termos de, a saber: i) ambientes exploratórios, ii) riscos envolvidos; iii) técnicas e equipamentos utilizados; iv) as capacitações empresariais requeridas; v) a estrutura de custos; vi) qualidade do hidrocarbonetos; vii) arcabouço jurídico-fiscal que regula a produção. Esses aspectos serão abordados com mais profundidade nos capítulos seguinte.

No interior de uma mesma etapa da cadeia é possível identificar diferenças significativas que implicam na convivência de empresas com diferentes modelos de negócios e *expertises*. No âmbito do *upstream* essas especificidades são mais evidentes. A separação entre Exploração & Produção (E&P) de petróleo convencional e não convencional está associado a isso. Empresas líderes em exploração em um ambiente exploratório podem não reunir as condições para atuar em outro ambiente. Por essa razão, parte das petroleiras procura se posicionar minimamente em áreas de fronteira para evitar que alguns *players* do setor adquiram um conjunto de vantagens competitivas que seriam difíceis de serem alcançadas no futuro. No entanto, nessas áreas os requisitos de capital e domínio tecnológico são maiores (FORREST, 2011; SANTOS, 1999; VACTOR, 2010).

É preciso reconhecer que o porte da empresa é determinante na definição das áreas em que ela atua. A capacidade de lidar com diferentes institucionalidades, tecnologias e maiores riscos é diretamente proporcional à pujança financeira da empresa. Esse é um fator relevante para determinar o portfólio das empresas. Ele expressa a capacidade das organizações de se posicionar em distintos nichos de mercado, de modo a enfrentar diferentes níveis de riscos e custos, bem como aproveitar distintas oportunidades de criação de valor e de aprendizado para a companhia (BOSCHECK, 2006; BUSH; JOHNSTON, 1998).

A indústria do petróleo vem crescendo e, nos últimos anos o número de empresas no setor aumentou bastante. Alguns papéis tradicionais foram repaginados, de modo que partes dessas empresas não se preocupam em atuar como operadoras, senão como investidoras em consórcios de exploração e produção de hidrocarbonetos. Em 2000 havia cerca de 500 *players*

atuando no E&P, enquanto em 2011 esse número chegou a 1.000 (SANDREA E ENFIELD, 2012).

Na IMP atuam, basicamente, três tipos de petroleiras: i) as empresas nacionais (*National Oil Companies* - NOC's); ii) as empresas internacionais (*International Oil Companies* - IOC's) e; iii) as independentes (Independents). As petroleiras, definidas a seguir, é que operam os campos de petróleo. Uma análise mais pormenorizada sobre cada um dos grupos de petroleiras e as relações entre eles pode se encontrar em Kirk; Baughman (2010); Marcel e Mitchell (2006); Pouyanne (2008); Schneider et al. (2007).

***National Oil Companies (NOC's)***. São empresas públicas que matêm fortes vínculos com os governos de Estado de seus países. Detêm as maiores reservas e ao longo dos anos acumularam capacitação nas atividades de E&P reduzindo a alta dependência tecnológica que mantinham em relação às parapetroleiras e mesmo outras petroleiras.

***International Oil Companies (IOC's)***. Em geral são empresas integradas e de capital aberto. São petroleiras de grande porte que atuam em distintas regiões. No interior desse grupo as seis maiores empresas são denominadas *supermajors*, a saber: BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Royal Dutch Shell e Total. Estas constituem o centro das nossas análises e serão novamente abordadas nos capítulos finais desta tese, especialmente, aquelas que mantêm atividades em águas profundas.

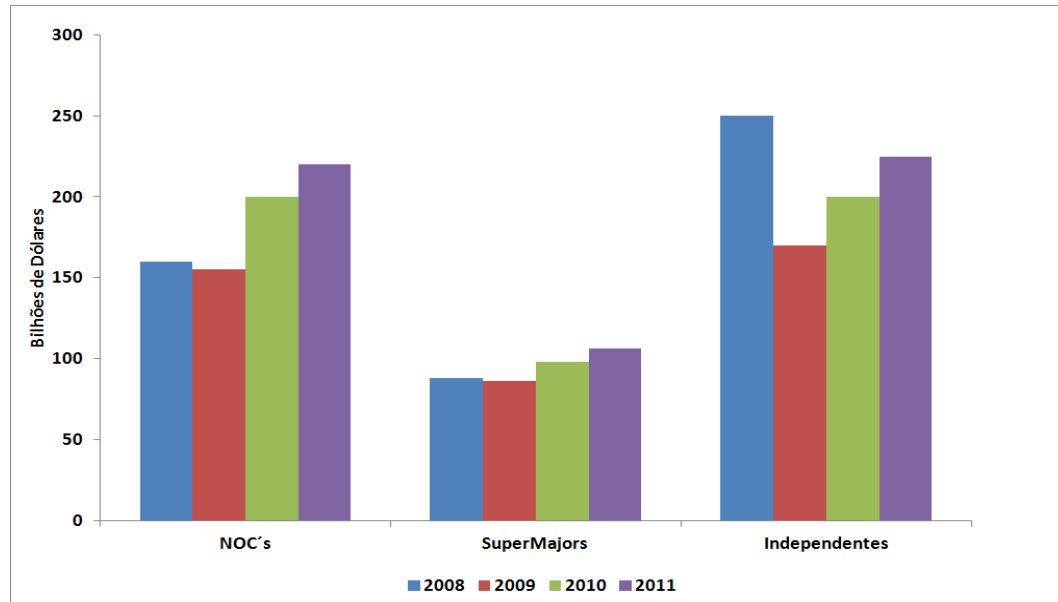
***Independent Companies***. São empresas que costumam estar focadas na fase de E&P de petróleo. Elas podem ser grandes ou pequenas, mas não raro possuem menor porte que as demais e, a princípio, disporiam de menos capital para investir em grandes projetos *offshore* e de desenvolvimento tecnológico. Na Figura 6 está representada a evolução dos gastos de capital no *upstream* realizados pelos referidos grupos de empresas petroleiras, no qual se pode constatar que o nível dos investimentos das Independentes e das NOC's se encontra em patamar semelhante. No entanto, os valores dos orçamentos de capital das NOC's foram os que mais cresceram entre 2008-2011.

Na última década algumas empresas mereceram ser salientadas, a saber: i) as empresas que se consolidaram via processo de fusão e aquisição, nas quais inclui as NOC's asiáticas e a Statoil; ii) a Petrobras e as Independentes que se destacaram na atividade exploratória; iii) as Independentes que dominaram os não-convencionais; iv) as NOC's que passaram a dominar a maior parte das reservas mundiais e da produção mundial. Estas lograram a liderança em parte dos instrumentos de métrica de desempenho usadas no setor, tais como: i) relação reserva por produção (R/P); ii) taxa de reposição de reservas e; iii) custo de descoberta e



desenvolvimento, medidos por barril equivalente de petróleo; somente para citar alguns exemplos (VICTOR, 2007; VIVODA, 2009).

Figura 6 - Capex por Categoria de Petroleira



Fonte: EIA (2008)

Nesse contexto, algumas IOC's não se posicionaram adequadamente (em tempo hábil) em parte das principais fronteiras exploratórias promissoras, embora esse conjunto de empresas figure como os *players* dominantes na extração de betume e petróleo extra-pesado, por exemplo. Já no ambiente de águas profundas, em que a operação é altamente complexa e de elevado risco, atuam mais de 90 empresas, comparado com 20 petroleiras há aproximadamente de 15 anos (SANDREA e ENFIELD, 2012).

### 2.3.1 Acesso a Recursos e Diferenciação Estratégica

Historicamente, a exploração *onshore* permitiu a descoberta de grandes reservas que puderam ser extraídas a custos relativamente baixos, devido à pequena infraestrutura necessária para se operar em um campo dessa natureza. Em diversas regiões do mundo foram realizadas grandes descobertas *onshore* que sustentaram a oferta de petróleo desde os primórdios de sua produção e utilização. A sua estrutura de custos mais enxuta permitiu que o petróleo fosse ofertado a preços relativamente baixos ao longo de muitos anos.

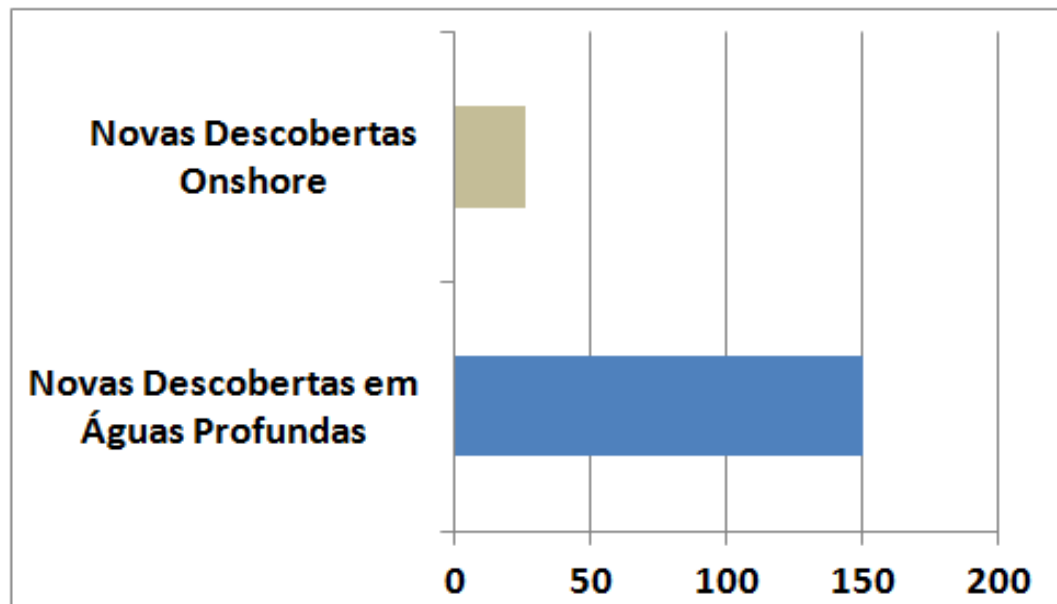
No Oriente Médio ainda estão em operação grandes campos de petróleo que não requisitaram investimento de capital de elevada magnitude e ainda possuem baixos custos operacionais. Todavia, na atualidade os recursos disponíveis para serem descobertos nesse ambiente são escassos. Até mesmo no Oriente Médio, jazidas de petróleo mais fáceis de ser exploradas são cada vez menos frequentes (SOOD, 2011; VASSILIOU, 2009, p. 18). As avaliações das formações geológicas de bacias sedimentares localizadas em ambiente *onshore* apontam um baixo potencial para novas descobertas, pois se trata de uma área madura, bastante explorada. Nesse contexto, o potencial de descoberta de hidrocarbonetos depositados no mar se apresenta como promissor. Há diversas regiões que ainda não foram exploradas em demasia, em parte porque as atividades no mar são mais onerosas do que aquelas realizadas na terra.

A exploração e produção *offshore* (no mar) é mais recente do que a *onshore*, mas não é nova. As primeiras atividades teriam ocorrido ainda no início do século passado, no Golfo do México, Estados Unidos. Elas eram realizadas a partir da adaptação de equipamentos e técnicas da exploração em terra. Desde então, até os dias atuais, ocorreram muitas transformações tecnológicas e operacionais nesse segmento do *upstream* da produção de petróleo e gás. A partir delas, muitos recursos antes considerados inacessíveis, ou inviáveis economicamente, passaram a ser objeto de maior interesse e se tornaram reservas economicamente recuperáveis (PRIEST, 2007; AUSTIN, 2004).

Quando comparadas às atividades realizadas em terra (*onshore*) as diferenças são ainda mais marcantes, por isso as categorias *offshore* e *onshore* podem ser tratadas como sendo praticamente dois setores distintos. Neste último estão localizadas as jazidas em que o custo de exploração costuma ser bem menor diante da maior facilidade de se extrair o petróleo. Entretanto, há uma pequena disponibilidade de recursos convencionais, localizados em ambientes *onshore*, ainda por serem descobertos. Por isso se diz que o petróleo barato está escasso - praticamente indisponível para ser encontrado, como fica claro na Figura 1. A figura mostra a média de tamanho das novas descobertas realizadas em ambiente *onshore* em comparação com *offshore* de profundidade superior a 200 metros.

A exploração *offshore* surge como uma extensão mais sofisticada da exploração em terra, uma vez que se inicia a partir da adaptação dos equipamentos utilizados naquele ambiente (AUSTIN, 2004). Todavia, o ambiente marítimo requer mais infraestrutura e, conseqüentemente, mais investimento. Ao longo do tempo os requisitos de capital foram aumentando. À medida que as tecnologias se aprimoraram e as profundidades perfuradas e de lâmina d'água cresceram, os custos se elevaram.

Figura 7 - Tamanho médio das descobertas em 2009, por profundidade, em milhões de barris de petróleo equivalente



Fonte: Rigzone (2010)

A atividade de exploração e produção *offshore* pode ser dividida em três categorias, a saber: águas rasas, águas profundas e águas ultraprofundas. A definição da primeira categoria não é consensual, não há um padrão mundial, podendo estar limitada à profundidade de 300 metros ou até de 500 metros. Muitas bases de dados utilizam 300 metros em conformidade com a nomenclatura do governo dos EUA e no Brasil, de modo que este trabalho a adotará. Entretanto, essa falta de padrão gera dificuldades metodológicas porque algumas estatísticas só estão disponíveis em um desses dois critérios. Quando ambas as formas de agregação forem necessárias, elas serão utilizadas de modo complementar e não comparativo, para evitar imprecisões.

Com o crescimento das atividades em profundidades superiores a 1500 metros surgiu a necessidade de se constituir uma nova categoria: “águas ultraprofundas”. Essa qualificação é objeto de maior consenso no setor. Como as condições do ambiente de operação se tornam mais complexas e onerosas à medida que a profundidade aumenta tal distinção é relevante tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. O aumento da profundidade e complexidade dos projetos de engenharia inclui diferentes itens na estrutura de custos das operações *offshore*. Ademais, a inflação verificada no setor de fornecimento alterou o patamar dos custos de exploração e produção nesse ambiente.

### 2.3.2 Heterogeneidades Associadas ao Aspecto Regional

Os hidrocarbonetos se formaram de maneira desigual ao redor do mundo. Por isso, eles estão distribuídos de forma heterogênea entre os territórios nacionais<sup>11</sup>. Enquanto em certas regiões do mundo existe abundância de petróleo que pode ser extraída de forma relativamente fácil e barata, em outras regiões, a magnitude de petróleo que se pode produzir é menor e em muitas situações a obtenção é mais onerosa, como são os casos da exploração *offshore* em águas profundas e a extração de petróleo não convencional.

No que se refere ao acesso aos recursos e a estrutura de oferta de petróleo. A maior parte das reservas mundiais se encontra nos países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP, do inglês OPEC). Segundo dados da OPEPa (2012) seus países membros detinham aproximadamente 81% das reservas mundiais em 2010. A maior parte da extração é feita em ambiente *onshore*. As NOC's respondem por grande parte dessa produção. Os países da OPEP extraíram cerca de 42% do petróleo ofertado no mundo em 2010. Conforme informações de PennEnergy (2011) a produção *onshore* mundial é da ordem de 42 milhões de barris diários (mbd), enquanto a produção *offshore* figuraria em cerca de 29 mbd. A produção mundial total foi de 90 milhões de barris por dia.

De acordo com Oil & Gas Journal (2010) a capacidade de produção *offshore* em águas rasas se reduziu de 19,2 milhões de boe (barris de óleo equivalente) por dia, em 2008 para 18,1 mmbd em 2010. Ao passo que a capacidade de produção em águas profundas aumentou de 4,1 mmbd para 5,5 mmbd no mesmo período.

Alguns países da OPEP impõem certos requisitos para que suas reservas sejam exploradas. Limitam o potencial de retorno da atividade ou até mesmo impedem que empresas privadas explorem e extraiam tais reservas. Nesse contexto, o *offshore* profundo se tornou uma das principais áreas de expansão das *supermajors*. Nele está contida uma grande parte das reservas não-OPEP consideradas técnica e economicamente viáveis.

Diante dessa dificuldade de acesso aos recursos de hidrocarbonetos localizados em países da OPEP, especialmente aqueles detentores de grandes reservas, as OIC's passaram a se posicionar crescentemente no *offshore* profundo, particularmente nos países em que as empresas podiam desenvolver as reservas a partir de sua lógica própria. A maioria dos recursos ainda não explorados nos países da OPEP está sob o controle de seus governos por

---

<sup>11</sup> Dados sobre distribuição de reservas podem ser encontrado em BP Statistics. Este tema também é tratado por (VACTOR, 2010, p. 23–25) e (ALMEIDA; JUNIOR; BOMTEMPO, 2007).

meio das empresas nacionais de petróleo (NOC's). Resultado: as *supermajors* do petróleo têm dificuldade para renovar reservas e aumentar a produção.

A extração de petróleo em águas profundas, por sua vez, é relativamente concentrada. Em 2009 apenas oito empresas tinham produção relevante (PFC, 2010). Grande parte é produzida no Mar do Norte, nos Estados Unidos, na África e no Brasil. As três últimas províncias são conhecidas como o Triângulo de Ouro. Nelas já ocorre uma produção significativa. Todavia, as especificidades regulatórias e geológicas de cada região conformam estruturas de custos diferentes e, conseqüentemente, rendas petrolíferas distintas. Na próxima seção discutiremos as implicações dessas diferenças de custos.

Ademais, é preciso salientar a presença de importante heterogeneidade de Estruturas de Custos e Rendas Petrolíferas. A desigualdade distributiva das reservas - tanto em termos de quantidade quanto de qualidade, gera significativas diferenças na estrutura de custos de produção entre as firmas e os mercados. De acordo com Adelman (1993, p.151), em 1978, os custos médios de capital para a exploração do petróleo na Arábia Saudita eram de cerca de dez "cents" por barril, enquanto nos Estados Unidos era de aproximadamente oito dólares por barril. A maior parte das reservas de hidrocarbonetos está localizada nos países do Oriente Médio, onde a extração é mais barata. As vantagens absolutas de custo de produção das áreas do Oriente Médio são, portanto, significativas. Os produtores da região auferem as maiores rendas extraordinárias no interior da indústria.

Dados da EIA (2012) ilustram isso. Eles expressam a média de custos incorridos entre os anos de 2007 e 2009. O custo médio da produção de um barril de petróleo no ambiente *onshore* dos Estados Unidos figurou em U\$31,38 dólares, enquanto na produção *offshore* do país ele foi de U\$51,60 dólares. Já o custo médio do petróleo produzido no resto do mundo teria sido de U\$25,08 dólares. Esses dados são um exemplo das diferenças de custo no interior dos Estados Unidos e entre o país e o resto do mundo. As rendas diferenciais aparecem quando existem estruturas de custos diferentes entre produtores de um mesmo bem. Elas se originam de vantagem econômica de certas unidades de produção em relação a outras que operam na mesma indústria. A busca pela apropriação dessa renda é o que move a setor petrolífero.

Vale lembrar que os preços do petróleo se formam no mercado internacional e podem se situar acima dos custos de produção. Esse contexto configura a condição necessária para a obtenção de rendas extraordinárias. Deriva-se daí o interesse do Estado, em qualquer país produtor, de criar mecanismos de repartição da renda. Vale lembrar que quando os preços sobem, a renda petrolífera gerada aumenta. Nos anos 2000 diversos fatores contribuíram para

intensificar a volatilidade dos preços do petróleo. As mudanças nessa importante variável passaram a ocorrer com mais frequência, velocidade e intensidade. Preços maiores geram rendas elevadas, mas também tendem a implicar em maiores custos para os novos investimentos em exploração e desenvolvimento de reservas.

Isso ocorre porque a existência de rendas extraordinárias na indústria engendra-lhe disputas por maiores participações nas mesmas. Cada ator envolvido no setor tem a sua forma de elevar a sua parcela nesta renda. Os produtores, em especial a OPEP, aproveitam-se de seu poder de mercado e se organizam para manter o preço do petróleo nos patamares mais altos possíveis. O mesmo acontece com fornecedores de serviços e equipamentos, que tentam remarcar seus preços sempre que o petróleo se torna mais caro, beneficiando-se da concentração de seus nichos de mercado. Já certos governos adotam regimes regulatórios e sistemas fiscais (dotados de certa progressividade) que permitem a captura de parte das rendas extraordinárias auferidas em seus territórios nacionais. A seguir abordaremos melhor os temas regulatórios e fiscais.

### **2.3.3 Importância dos Aspectos Institucionais no *Upstream***

A indústria do petróleo e gás desperta grande interesse diante da sua natureza estratégica, enquanto insumo básico para a economia, assim como pela possibilidade de geração de rendas extraordinárias com a produção de petróleo e gás. Por essa razão, os Estados hospedeiros costumam consituir arranjos contratuais de acordo com o(s) regime(s) regulatório-fiscal que for(em) adotado(s). O intuito é se apropriar de uma parte da renda petrolífera extraordinária que se espera obter no E&P, especificamente. Contudo, arcabouços institucionais inapropriados de um país podem gerar incentivos inadequados para os investimentos<sup>12</sup> e reduzir a atratividade dos investimentos de empresas petrolíferas, caso a parte da renda capturada pelo Estado comprometa os retornos minimamente desajáveis da empresa investidora.

Dentre outras razões que justificam a importância do tema desta tese está a propensão de alguns Estados Nacionais a obter alto *government take* das atividades de *upstream*. Por esse motivo um leitor desavisado pode pensar que os custos não consitui um tema de destaque para esse setor, tendo em vista que corresponderiam a uma pequena parcela do petróleo, em

---

<sup>12</sup> Limites de recuperação de custos estabelecidos em níveis inadequados podem gerar incentivos deturpados. Seja por estreitar as margens de decisão do operador, dificultando a otimização da produção, ou mesmo por não criar qualquer incentivo à eficiência em custos na execução do projeto.

cenários de preço favoráveis ao produtor, como aqueles que predominaram a partir da segunda metade dos anos 2000. Entretanto, o que se deve depreender dessa situação é exatamente o contrário. Quanto maiores forem as participações governamentais em um país ou sob determinado contrato, mais elevada será a importância do desempenho e da competitividade em custos das petroleiras. Firms que apresentarem vantagens competitivas nesse aspecto poderão aproveitar melhor as oportunidades e eventualmente terão possibilidade de manter a capacidade de investir em mega projetos, quando se tratar de firmas de grande porte.

Os aspectos regulatórios e fiscais relevantes para a análise da exploração e produção *offshore* em águas profundas são, basicamente, os seguintes: i) os arranjos regulatórios existentes e suas influências nos custos; ii) as participações governamentais resultantes dos diferentes sistemas fiscais; iii) regulação ambiental. Esta última será mais bem tratada na seção seguinte, enquanto a primeira merece uma breve abordagem teórica antes do tratamento de casos particulares, em que também serão discutidas as participações governamentais.

O regime regulatório-fiscal é um dos elementos mais importantes na indústria do petróleo. No limite, ele condiciona a divisão das receitas oriundas da atividade petrolífera entre agentes privados e públicos. Segundo Johnston (2003) ele é determinante na rentabilidade de projetos de petróleo, ou seja, é decisivo na economicidade e, conseqüentemente, na atratividade dos investimentos no setor. Existem diversos arranjos jurídico-regulatórios na Indústria Mundial do Petróleo (IMP). Cada um deles fornece um conjunto diferente de incentivos ao investimento.

Existem três tipos básicos de regimes regulatórios: de Concessão, de Contratos de Partilha e de Contratos de Serviços (com risco ou sem risco). A partir desses conceitos centrais cada país pode formular seu arranjo jurídico-regulatório com elementos contratuais particulares. Esse tema é bem desenvolvido em Johnston (1994a), Tordo (2007) e Tolmasquim e Pinto Jr. (2011). Cabe, desde logo, informar que para os propósitos desta tese a Concessão e a Partilha são os únicos relevantes, por estarem presentes nas atividades do *upstream* em águas profundas. Nessas condições essas duas modalidades serão tratadas com mais de detalhe.

O modelo de Concessão é o mais antigo e, portanto, mais difundido entre os países produtores de petróleo e gás, seguido do regime de Partilha. Não raro os contratos de concessão são utilizados em regiões de maior risco exploratório. A empresa ganhadora do leilão de concessão tem direito à explorar na medida em que cumpra os requisitos técnicos e pague as taxas correspondentes ao petróleo produzido. Na concessão a empresa tem os

maiores incentivos para operar com desempenho competitivo em custos, pois ela arca sozinha com os custos. Ele é largamente utilizado em países com instituições mais maduras, onde, não raro, o risco exploratório é maior.

Os arcabouços jurídico-regulatórios<sup>13</sup> que permitem a participação de firmas privadas nas atividades de exploração e produção de petróleo podem ser segmentados em duas categorias: 1) Sistema de Concessões que possibilita às empresas concessionárias a apropriação privada dos recursos minerais produzidos, após o pagamento dos referidas modalidades de participações governamentais; e 2) Sistemas contratuais remuneratórios ou compensatórios, nos quais o Estado retém a propriedade dos hidrocarbonetos, depois de extraídos. Este último, por seu turno, se manifesta em duas modalidades de contratos: i) o Contrato de prestação de Serviços (com risco ou sem ele); ii) o Contrato de Partilha da Produção (do inglês, Production Share Contract – PSC - ou Production Share Agreement - PSA).

Por intermédio do Contrato de Concessão, o Estado confere à empresa concessionária o direito de explorar e produzir petróleo. Ela assume os custos e riscos de todo o processo, sem interferência e grande controle do governo nas atividades de E&P. A propriedade dos hidrocarbonetos contidos no subsolo, geralmente, é do Estado<sup>14</sup>. Caso haja descoberta de volumes comerciais e as reservas sejam desenvolvidas, a propriedade do petróleo e gás extraídos passa a ser da empresa contratada, após o devido pagamento dos impostos, royalties e demais contribuições estabelecidas no contrato de concessão. A partir de então ela pode comercializar todo o óleo extraído.

Já os contratos de Prestação de Serviços ou de Partilha da Produção não envolvem a transferência da titularidade dos recursos pelo Estado. Não raro, estes contratos requerem a participação de uma empresa petrolífera estatal, que representa o Estado nas relações com as empresas contratadas. No caso dos contratos de Prestação de Serviços a empresa privada é contratada pela companhia estatal para realizar, parcialmente, ou em sua totalidade, os trabalhos necessários às etapas de Exploração e Produção. A empresa contratada recebe uma compensação pelos serviços prestados. Esse pagamento pode ocorrer em óleo ou em dinheiro (TORDO, 2007, p. 28).

---

<sup>13</sup> Para um maior detalhamento sobre as diferenças nas estruturas conceituais dos distintos arranjos institucionais, legais e fiscais, ver os seguintes autores: Meurs (1971), Johnston (1994), Tordo (2007) e Tolmasquim & Pinto Jr (2012).

<sup>14</sup> Exceção se faz a alguns países como, por exemplo, Estados Unidos e Inglaterra, que adotam o sistema fundiário (ou regime de concessão), o qual também confere ao proprietário do solo a propriedade do subsolo (MENEZELLO, 2000; PIREZ, 2000).



O regime de Serviços, em particular, é adotado em contextos de baixo risco exploratório e quando o governo ou a estatal necessitam de apoio técnico externo para a exploração, o desenvolvimento e a operação do campo. O resultado da produção é do governo que paga uma tarifa às empresas que apoiaram o processo produtivo. Os custos são todos de responsabilidade da petroleira estatal, não havendo muitos incentivos por parte do agente privado em melhorar o desempenho em termos de custos, senão apenas nos contratos de risco. Em geral, esse é o modelo que garante ao governo maior arrecadação, mas a sua aplicabilidade está limitada a casos especiais.

## **2.4 Características Relevantes do Regime de Concessão**

Em um contato de concessão o Estado concede os direitos exclusivos de exploração (licença), de desenvolvimento e produção (concessão) para cada descoberta comercial. A propriedade dos hidrocarbonetos contidos no subsolo é do Estado (à exceção dos EUA). No entanto, quando a empresa concessionária extrai o petróleo ou o gás natural, até a cabeça do poço, a titularidade do produto passa a ser da organização, que é detentora do contrato e produziu os hidrocarbonetos.

A principal característica do sistema de concessão é que as atividades são realizadas por conta e risco do concessionário, sem interferência ou maior controle dos governos nas decisões relativas aos projetos de exploração e produção, respeitada a regulação existente. Caso a descoberta seja comercial e o seu desenvolvimento ocorra, o petróleo e o gás natural, extraídos, passam a pertencer aos concessionários após o pagamento de royalties e outras participações governamentais. Existem duas modalidades de Concessão, a saber: i) a Concessão Pura e; ii) Concessão com Parceria Estatal (TOLMASQUIM & PINTO JR, 2011).

No regime de Concessão Pura o governo não tem controle sobre as decisões operacionais das atividades de E&P, apenas fiscaliza o cumprimento da legislação e das disposições regulatórias. A concessionária recebe a titularidade do produto da lavra (como contrapartida de custos e riscos) em troca da realização de compromissos exploratórios mínimos em prazos preestabelecidos e do pagamento de tributos, royalties e outras participações governamentais. É possível que o país hospedeiro imponha exigências como conteúdo local mínimo, investimentos em formação de recursos humanos e em pesquisa e desenvolvimento no país.

Já no sistema de Concessão com Parceria Estatal o nível de intervenção é maior do que na Concessão pura porque o Estado, por meio de empresa estatal, é parceiro do empreendimento. Assim, além de gerir o ritmo de oferta dos blocos exploratórios e a aplicação dos instrumentos regulatório ele participa do controle operacional das atividades. A participação do Estado (via empresa estatal) como parceiro nos empreendimentos é requisito para a outorga da concessão à empresa concessionária. Assim, o Estado se torna um co-concessionário pela parceria empresarial (join venture), incorrendo nos custos e auferindo parte proporcional dos resultados (em óleo ou dinheiro).

Contudo, para os propósitos da presente tese importa chamar a atenção para os aspectos com implicação em custos. A existência de obrigações da atividade petrolífera que requeiram a utilização de dados de custos para o seu cálculo implicam em assimetria de informação. Isso porque as empresas têm conhecimento pleno sobre os custos, enquanto os agentes reguladores somente conhecem as informações prestadas pelas empresas, mas não dispõem de tantos instrumentos para se assegurar a precisão das informações transmitidas pelas petroleiras. No bojo do modelo de concessão existem diferentes vias de remuneração específica da atividade petrolífera tais como, por exemplo: bônus de assinatura, royalties, pagamento por ocupação e retenção de área, bem como participações governamentais baseadas na receita líquida da empresa no projeto, os quais requerem dados de custo para o seu cálculo. No último capítulo será tratado o caso do Brasil a respeito deste aspecto, em particular.

## **2.5 Características Relevantes do Regime de Partilha**

De acordo com Johnston (1994b), no princípio da internacionalização da indústria, o pêndulo entre as empresas de um lado e os governos nacionais do outro esteve mais para o lado das empresas. Os Estados possuíam os recursos, mas não possuíam o capital e o necessário conhecimento técnico para desenvolver a produção de petróleo. Eram utilizados, àquela época, acordos que remuneravam Estados e empresas de forma desproporcional. Em meados da década de 1960, o governo indonésio foi o pioneiro a introduzir o modelo contratual do “*Production Sharing Agreement*” – (PSA) ou “*Production Sharing Contract*” (PSC) (Johnston, 1994a: 22), num esforço para reequilibrar a relação entre Estado e empresas petrolíferas.

Desde então, o Contrato de Partilha se difundiu para diversos países, tais como: Angola, Líbia, Filipinas, Malásia, Trinidad-Tobago e Guiné Equatorial (BINDEMANN, 1999, p.67-68). A replicação do modelo de partilha foi motivada pelo interesse na propriedade dos hidrocarbonetos produzidos, que passaria ao país hospedeiro, deixando de ser um ativo das petroleiras internacionais (*International Oil Companies – IOC’s*). Havia um anseio político, especialmente nos países em desenvolvimento, de se contrapor às primeiras licenças, que eram vista como juridicamente permissivas e economicamente desequilibradas.

O entendimento corrente era de que, por meio do PSC, seria possível alavancar a atividade de exploração e obter a maior renda possível da extração dos hidrocarbonetos possuídos pelo país (JOHNSTON, 1994). Além disso, ele permite reforçar a capacidade técnica e econômica das estatais. Por estas razões, os PSC’s se tornaram uma das formas contratuais mais utilizadas na Indústria Mundial do Petróleo.

Os Estados Nacionais encontraram nessa modalidade contratual uma oportunidade para promover o aprendizado tecnológico das empresas nacionais. De modo geral, os contratos prevêem mecanismos de transferência de tecnologia ao longo da execução das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Historicamente, isso serviu para diversos países, especialmente aqueles com grandes reservas e produção de hidrocarbonetos, realizarem o *cacthing up* tecnológico em áreas tradicionais, que atualmente estão maduras. Tal instrumento serve para a absorção de novas tecnologias relacionadas às fronteiras do conhecimento técnico nos diferentes ambientes exploratórios de hidrocarbonetos.

Assim, em muitos contratos, as empresas nacionais (*National Oil Companies – NOC’s*) surgem como parceiras dos empreendimentos, partilhando a gestão da E&P para adquirir conhecimentos específicos relacionados à execução da atividade. O risco é assumido pela IOC, que só recebe óleo em caso de sucesso exploratório. Após o contrato, as instalações e os equipamentos passam para a propriedade do Estado hospedeiro. É possível constatar, desta maneira, que os PSC’s tendem a reverter o pêndulo a favor do Estado.

Depois de a Indonésia haver introduzido o contrato de partilha em 1966, diversos países reproduziram esse modelo. Já em 1971, o Peru estabeleceu o seu primeiro contrato baseado em um percentual de partilha fixo entre 44% e 50% do excedente de petróleo (BINDEMANN, 1999, p.81).

Com efeito, o elemento central do contrato de partilha é o fato de que a propriedade sobre os minerais permanece estatal quando extraídos. Entretanto, ele reparte os volumes produzidos com a petroleira (ou consórcio) contratada para financiar e realizar as operações.

O objetivo é compensar os custos e riscos por ela incorridos, bem como os pagamentos realizados ao próprio governo na forma de participações governamentais e tributos. Essa restituição dos custos ocorre em produto (petróleo e gás). A transferência de titularidade do produto pode ser feita no ponto de medição da produção ou no ponto de realização da venda (mercado interno ou no terminal de exportação), conforme definido previamente em contrato.

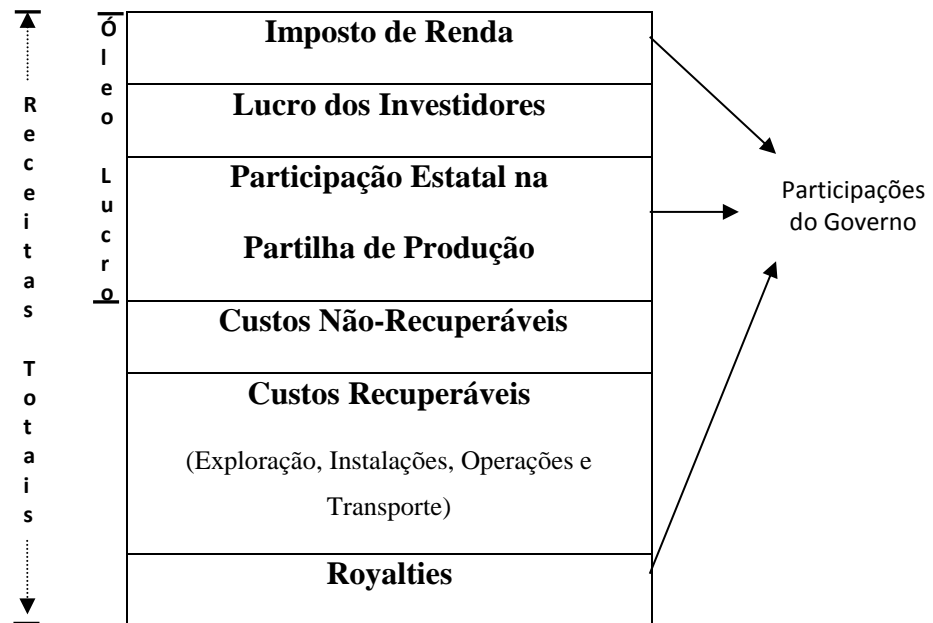
A escolha e a contratação das petroleiras privadas podem ocorrer por meio de negociação direta ou licitação competitiva. Embora a segunda modalidade seja mais comum, a legislação de diversos países permite a utilização de ambos os processos, conforme cada caso em particular. Sob o regime de PSC, também é possível garantir que mudanças na legislação fiscal do país não alterem o equilíbrio econômico financeiro do contrato de partilha. A utilização de cláusulas de estabilização ajuda a preservar as condições originais do contrato, em caso de uma mudança relevante das condições. Além de questões ligadas à tributação e rentabilidade do projeto, os instrumentos de estabilidade de condições podem tratar de aspectos de segurança do trabalho, saúde e meio ambiente (BAIN & CO, 2009).

### **2.5.1 Definição e Importância dos Custos na Partilha**

Os custos recuperáveis são determinados pelos gastos realizados com operação, manutenção e administração dos projetos e pelo regime de depreciação dos ativos de capital. Por essa razão, Gudmestad, Zolotukhin e Harksby (p. 206-207) lembra que o ritmo em que os gastos são executados não corresponde à magnitude dos custos recuperáveis. Ou seja, os valores investidos são computados ao longo da vida útil do projeto, ainda que grande parte ocorra em seu início. Em regra, a depreciação dos ativos físicos (equipamentos e instalações) é feita conforme o volume produzido. Quanto maior a produção, mais rápido os ativos são depreciados.

A configuração do regime de partilha se baseia em alguns conceitos elementares. Os dois principais são os seguintes: i) o custo em óleo (ou óleo-custo) que cobre os custos recuperáveis e, ii) o excedente de óleo que é o volume restante do produto extraído, após ser subtraído o óleo custo. Os demais componentes do resultado são os royalties os tributos e contribuições recolhidas ao governo. Estes elementos compõem as participações governamentais, que também incluem a parcela do Estado no excedente de óleo, como pode ser observado na figura 8.

Figura 8 - Alocação das Receitas sob Regime de Partilha de Produção



Fonte: Elaboração Própria

Na prática, a formatação do sistema de contratos de partilha segue a lógica geral já apresentada. No entanto, a manifestação concreta desse regime pode ocorrer de distintas maneiras, conforme as especificidades dos arranjos contratuais presentes na IMP. Essas possíveis variantes serão apresentadas a seguir.

### 2.5.2 Variantes dos Critérios nos Contratos de Partilha

O custo em óleo corresponde ao direito do contratado de ser restituído dos custos recuperáveis incorridos na execução no projeto (custos de exploração, desenvolvimento, operação e abandono). Em verdade, os mecanismos que determinam a sistemática de recuperação de custos podem ser muito distintos em diferentes países ou entre contratos em um mesmo país. Os quatro principais merecem destaque.

**Primeiro.** Não raro, os países hospedeiros de recursos petrolíferos impõem limites à recuperação de custos, para garantir a ocorrência do lucro em óleo a ser partilhado com o governo, desde os primeiros anos de produção do empreendimento. Quando tal mecanismo está presente, a recuperação de custos não pode exceder determinado percentual (limite) da receita anual. Como a maior parte dos desembolsos ocorre antes do primeiro ano de produção, normalmente, os custos incorridos até esse momento superam as receitas correspondentes à produção do primeiro ano.

Desta maneira, a parcela não recuperada em um ano tem de ser transferida para ser contabilizada no ano seguinte. Esse procedimento é conhecido em inglês como *carry forward*, isto é, a partir desse mecanismo os custos incorridos anteriormente são carregados para adiante. Quando o nível de custos supera o limite de recuperação anual, a parte que não foi recuperada entra no cálculo do ano seguinte, até que o ressarcimento dos custos seja feito em sua totalidade. Esse processo todo costuma ocorrer ao longo de alguns anos (TORDO, 2007, p.44)

Na prática, a magnitude do limite à recuperação do total de custos incorridos pelas empresas pode variar consideravelmente. Tal restrição tem um impacto relevante na economicidade de um projeto. Quanto mais elevado for esse limite, mais rápido a petroleira recuperará os seus custos e melhor será o retorno da sua inversão. Geralmente, os tributos e contribuições pagos ao governo, tais como os royalties, são deduzidos do valor da produção, a fim de se aplicar a regra de limite à de recuperação. Segundo os resultados da análise de Lima *et all* (2010, p.7), as participações do governo são perfeitamente correlacionadas com o limite de recuperação de custos.

**Segundo.** Alguns países oferecem uma espécie de crédito decorrente dos investimentos realizados (uma compensação adicional), de modo a permitir que a contratada recupere um valor superior ao custo nominal do investimento, incentivando os investimentos. Eventualmente, se pode argumentar que esse crédito também atua compensando efeitos da inflação sobre os custos não recuperados, carregados para frente. De acordo com PWC (2012, p. 121), o *uplift* é uma receita recebida pela contratada, a qual está relacionada com a provisão de fundos para financiar a operação de um Contrato de Partilha. Esse mecanismo funciona como um incentivo ao investimento porque é influencia decisivamente a taxa de retorno dos contratos de partilha.

Conforme os termos de Mian (2010, p.5) o *uplift*<sup>15</sup> sobre o investimento (ou crédito de investimento) permite o contratado receber, na forma de custo recuperável ou dedução fiscal<sup>16</sup>, um percentual adicional dos gastos efetivamente realizados na execução do projeto. Um exemplo de um *uplift* de 15% em um investimento de US\$ 100 milhões permitiria o contratante recuperar US\$ 115 milhões, dos quais US\$ 15 milhões relativos ao *uplift*. Em geral, esse valor é apropriado pela empresa por meio da dedução de impostos na mesma

---

<sup>16</sup> De acordo com BNDES (2009:222), no sistema fiscal norueguês é permitida a dedução integral dos investimentos em exploração e produção da base do imposto de renda e a dedução de 30% do valor dos investimentos em produção que servem de base de cálculo do imposto especial.

magnitude. Trata-se de um benefício para a empresa que investe, para estimular os investimentos, pois o Estado não aporta capital para a execução do empreendimento.

**Terceiro.** O ritmo de recuperação também é muito importante e é determinado pelo mecanismo de depreciação. Configuram-se como os dois principais métodos de depreciação, a saber: critério linear (ou linha reta) ou baseado em unidades produzidas. O primeiro fraciona igualmente o dispêndio do investimento ao longo de um conjunto de anos<sup>17</sup> previamente definido. O segundo leva em consideração o volume de petróleo já extraído. Quanto mais petróleo extraído maior o valor do custo recuperável. De acordo com UBS (2004, p. 44), o fator de depreciação usado pode ser calculado no nível do campo e resultar da divisão entre a produção anual e reservas remanescentes. Além disso, existem métodos de depreciação acelerada que antecipam a recuperação dos custos em relação ao período de sua ocorrência convencional. Eles também incentivam a inversão.

**Quarto.** O mecanismo de ressarcimento dos custos ainda pode envolver prioridades para a recuperação de diferentes categorias de custo como aquelas relativas à fase de desenvolvimento ou de produção. Em adição, é possível diferenciar os custos incorridos pelos distintos componentes de um consórcio de investimento.

Como a empresa privada contratada é quem incorre no desembolso financeiro nas fases iniciais do empreendimento (assumindo custos e riscos), em geral, nos primeiros anos de produção a parcela do governo é menor. A maior parte do volume costuma ser transferido à contratada para a recuperação dos custos. Terminada a fase de recuperação de custos essa situação se inverte.

Já o excedente em óleo (ou lucro em óleo) é o valor remanescente do volume da produção que é repartido entre a empresa contratada (ou consórcio) e o governo. Os critérios e percentuais da partilha são acertados entre as partes e predefinidos no contrato. Eles podem variar de acordo com o poder de barganha das partes no momento da sua negociação, bem como em função dos seguintes riscos: geológico, comercial e político.

Na prática, a forma como esse lucro é distribuído (o fator de partilha) entre a petroleira (ou consórcio) e o Estado vem mudando ao longo dos anos. Nas primeiras experiências de partilha o resultado da produção era dividido em uma base fixa, definida em contrato, sem

---

<sup>17</sup> PWC (2012:158) apresenta uma tabela da evolução do sistema de partilha na Indonésia. Entre 1965 e 1975, na primeira geração dos contratos de partilha naquele país, o sistema de depreciação era segmentado por categorias de equipamentos móveis, instalações de produção e outros equipamentos. O tempo da depreciação podia ocorrer desde três anos à vinte anos a depender do item. Na nova modalidade de contrato, que passou a vigorar desde 2008, a depreciação total ocorre entre cinco e dez anos.

considerar as características da descoberta. Assim, o Estado se apropriava de um percentual (exemplo: 50%) do excedente de toda produção realizada sob aquele tipo de contrato, independentemente do preço do petróleo, do tamanho e da produtividade dos campos de petróleo.

Com o passar do tempo foram surgindo escalas progressivas para o fator de partilha. Nos sistemas de partilha mais relevantes o fator de partilha varia de acordo com os seguintes critérios, a saber: i) nível de produção; ii) coeficiente entre receitas e despesas acumuladas (fator R); iii) rentabilidade do projeto; iv) ambiente exploratório. Como aponta Van Meurs (2008, p. 6), esses dois últimos elementos devem ser cuidadosamente balanceados para combinar o máximo de arrecadação possível para o Estado sem comprometer a rentabilidade e atratividade dos investimentos.

**Primeiro.** O fator de partilha pode ser progressivo de modo a se alterar com base na produção diária ou na produção acumulada de um campo petrolífero (BAIN COMPANY, 2009, 240). Nestes casos, a escala, na qual se estipula a proporção da divisão para petroleiras e governo, dependeria das características do reservatório descoberto e do ambiente operacional correlato.

**Segundo.** A divisão pode se basear Fator-R, que segundo Goldsworthy e Zakharova (2010, p.14) é o coeficiente das receitas acumuladas sobre os investimentos acumulados. Tanto o numerador quanto o denominador vão sendo somados desde o início do contrato. O indicador que resulta dessa divisão é utilizado como referência para uma escala que define os percentuais do lucro em óleo, que cabem ao governo e à empresa contratada na repartição dos resultados. Esse mecanismo de partilha do lucro é considerado mais racional, uma vez que a parcela do governo varia de acordo com a evolução das receitas e custos do projeto ao longo de sua vida útil. Resultado, a parcela do lucro em óleo que cabe ao contratado se reduz à medida que o fator R aumenta e vice-versa, conforme a os parâmetros das referida escala.

Por um lado a maior parte das despesas se concentra no período inicial do projeto e vão se reduzindo ao longo do tempo. Por outro lado, a produção (e as receitas) se iniciam alguns anos depois. Assim sendo, a parcela das empresas tende a ser maior à princípio e se reduzir à medida que aumenta a produção e as receitas e se reduz a proporção dos custos no total de petróleo produzido.

**Terceiro.** Também é possível encontrar casos em que a divisão do lucro em óleo ocorre apoiada rentabilidade do projeto. O indicador comumente utilizado é a taxa interna de retorno (TIR) para determinar o percentual do excedete em óleo que será apropriada pelo governo e aquele que é de direito do consórcio. As variações nesses níveis de partilha também



ocorrem com base em uma escala correspondentes aos intervalos de variação da rentabilidade do projeto. Cada patamar de retorno está associado a um percentual de partilha.

Sobre esse aspecto, Mazeel (2010, p. 29) nos lembra que o critério de taxa de retorno é utilizado para que o sistema de arrecadação seja mais flexível e progressivo, à medida que aumenta as participações do governo aumentam proporcionalmente à elevação da rentabilidade do negócio. Para o cálculo desse indicador são levadas em consideração os níveis de produção, custos, preços e o momento no tempo em que cada um desses elementos se manifesta.

**Quarto.** As condições geológicas do reservatório também pode determinar o percentual do óleo de direito de cada parte do contrato. De acordo com o exemplo nigeriano apresentado por Bain & Co. (2009, p. 504), a partilha pode ser diferente caso o ambiente exploratório seja *onshore*, ou *offshore*, ou mesmo se ele estiver em águas rasas ou profundas. Há casos em que o arranjo regulatório do país inclui uma escala em que o percentual de direito do Estado se reduz à medida que aumenta a profundidade da lâmina d'água. É fundamental ressaltar que há uma relação direta entre a profundidade, o risco operacional e os custos.

Cumprir lembrar também que outros países estabeleceram um método de ajuste às mudanças nos preços do petróleo. A participação do governo se eleva com o aumento dos preços do produto. Assim, a diferença entre o preço de referência no mercado e o preço adotado como base de cálculo é apropriada pelo Estado. O preço base é corrigido conforme o critério definido previamente em contrato.

Esse mecanismo permite que o Estado hospedeiro aumente as suas participações, com a apropriação do lucro extraordinário, derivado de aumentos no preço do petróleo. Trata-se de um mecanismo de regulação dos preços máximos, do inglês *price cap*. É um critério simples e eficiente, por ser muito baixa a assimetria de informações envolvida. Isso porque os preços do petróleo bruto são definidos em mercado internacional em função da condição de *commodity* do petróleo.

Vale lembrar que o Regime de Partilha também permite às empresas contratadas registrarem as reservas<sup>18</sup> em sua contabilidade conforme o método das participações econômicas. As empresas podem registrar a parte do volume de petróleo que lhe cabe contratualmente, a saber: o custo em óleo e o excedente em óleo a que a empresa tem direito.

---

<sup>18</sup> O nível de reservas de uma empresa afeta a sua capacidade de se financiar, no mercado, para executar os seus planos de investimento.

Ainda que ela não detenha essa reserva, ela dispõe de um contrato que lhe garante a transferência da titularidade de uma parte do óleo a ser produzido.

### **2.5.3 Impacto comparado da Concessão e Partilha nos Custos**

A diferença entre os regimes de concessão e os regimes contratuais remuneratórios se refere, fundamentalmente, à propriedade do resultado da lavra (petróleo ou gás) após a produção. No sistema de serviços o Estado ressarce, apenas financeiramente, a contratada com a taxa de administração por seus serviços prestados. Já no caso da partilha ou associação, a empresa estatal reparte com a contratada tanto a produção, quanto os custos e riscos. Enquanto no regime de concessão, vale lembrar que, a empresa se apropria do produto da lavra.

A escolha entre os diferentes regimes fiscais e contratuais no segmento do *upstream* já foi objeto de muitos estudos econômicos<sup>19</sup>. Em tese, os contratos de partilha podem ser mais adequados aos países com baixo risco geológico e baixo custo de produção. Neste contexto, o Estado tem condições de estabelecer uma partilha do lucro em óleo favorável a ele e, ainda assim, atrair investidores. Todavia, o equilíbrio entre as condições de risco-retorno são essenciais para a atratividade de investimentos em um país.

Teoricamente, como no regime de partilha as empresas têm direito de recuperar os custos de produção, num contexto de baixo risco exploratório, elas estariam dispostas a aceitar uma parcela menor do lucro em óleo. Vale ressaltar que, num cenário de elevado risco geológico, seria difícil o Estado fixar uma partilha favorável do lucro, já que nem o Estado nem as empresas têm condições de prever o valor destes lucros. Desta forma, a princípio, os contratos de concessão se adaptam melhor a países onde as formações geológicas, que são objeto de contrato, possuem elevado risco exploratório. Entretanto, a escolha entre esses tipos de contratos não envolve apenas questões econômicas. Uma das principais justificativas para a adoção dos PSC's é o controle estatal sobre as reservas petrolíferas. Isso implica tanto na titularidade da reserva como na possibilidade de ditar o ritmo da sua exploração. Assim, o Estado pode optar por produzir no nível que ele considera ótimo<sup>20</sup>, conforme aspectos técnicos e seus critérios políticos.

---

<sup>19</sup> Tordo (2007), VAN MEURS (2008), IPAA (2008), BAIN COMPANY (2009) e ERNST YOUNG (2012).

<sup>20</sup> Em casos em que esse expediente de controle da produção seja utilizado, sem que os contratos possam antecipar tal situação, é possível que ocorra uma redução da atratividade dos blocos licitados, na medida em que o adiamento da produção tem impacto significativo no fluxo de caixa, logo, na rentabilidade, do projeto.

A principal diferença entre os contratos de concessão e os PSC's reside, portanto, na capacidade de o Estado interferir nas decisões técnicas e econômicas relativas ao processo de exploração e produção de petróleo. Como as políticas e estratégias públicas podem variar em múltiplos arranjos, não há uma “regra de bolso” (melhor *a priori*) que indique o ideal para todos os países. Os objetivos específicos dos formuladores de política e dos diversos grupos de interesse da sociedade civil são determinantes para a conformação do arranjo adequado a cada país. Outros instrumentos de estímulo à inversão ou ao desenvolvimento econômico local também podem estar associados aos arranjos regulatórios e fiscais dos distintos países.

Nesse contexto, merecem destaque os incentivos fiscais que, não raro, aparecem nos sistemas tributários de países produtores. Na prática, há diversos dispositivos fiscais que se apresentam de forma distinta em cada país, seja no que se refere aos tributos gerais ou nos instrumentos fiscais específicos do setor petrolífero. Os incentivos fiscais ajudam na redução dos custos das petroleiras. É possível citar três dispositivos relativamente comuns, utilizados em alguns países como incentivos fiscais<sup>21</sup>, a saber: i) depreciação acelerada de equipamentos usados no *upstream* do petróleo e ii) dedução de despesas financeiras para pequenas empresas em contratos de partilha e; iii) provisão de caixa para despesas com abandono (JOHNSTON, 2003; TORDO, 2007; MAZZEL, 2010). No Brasil, um exemplo de um importante de regime fiscal especial é o REPETRO. Na sequência, propomos uma modelagem financeira como ferramenta de análise de projetos de investimento de E&P de petróleo e gás, aplicada à institucionalidade brasileira, sob o regime de Concessão, especificamente.

#### **2.5.4 Avaliação Econômico-Fiscal de Projetos, sob o contrato de Concessão, no contexto regulatório-fiscal brasileiro**

Ao longo dessa tese, demonstrou-se que algumas variáveis podem ter impacto significativo nos custos de capital dos projetos de *upstream* de águas profundas. As consequências de níveis mais elevados de CAPEX são percebidas na rentabilidade dos investimentos em projetos petrolíferos. Na medida em que ele é dispendido no início do ciclo de vida de um empreendimento, os seus efeitos no fluxo de caixas são maiores.

A pergunta a ser respondida neste capítulo é a seguinte: *qual o impacto na rentabilidade dos projetos decorrente da mudança em variáveis-chave dos projetos?*

---

<sup>21</sup> Um exemplo de incentivo fiscal é o REPETRO no Brasil, por intermédio do qual as empresas podem importar equipamentos (via admissão temporária) com o benefício de redução da tarifa de importação. Este Regime Especial será abordado no último capítulo desta tese.

Pretende-se contemplar algumas das variáveis que foram objeto de análise prévia nesta tese. Duas delas se referem a custo, uma a mercado, uma organizacional e outra institucional. A dimensão institucional também está expressa nos arcabouços regulatórios com base nos quais foram construídos os modelos de fluxo de caixa. O objetivo é fazer uma análise de sensibilidade a mudanças nas seguintes variáveis: i) CAPEX; ii) OPEX; iii) preço do petróleo; iv) atraso no projeto (no início da produção); v) nível de conteúdo local.

Pretende-se verificar quais dessas variáveis implicam em maior alteração na rentabilidade dos projetos. Por meio dos modelos foi possível confirmar que o CAPEX impacta mais a rentabilidade do que o OPEX. Os resultados dos modelos corroboram a constatação de que os preços do petróleo têm implicação relevante na rentabilidade, assim como os adiamentos nos cronogramas dos projetos. Neste capítulo, se aborda as formas de manifestação de alguns elementos institucionais, não abordados em profundidade no segundo capítulo. Um deles é o principal mecanismo de captura de renda extraordinária no Brasil, qual seja: as Participações Especiais. Também é analisada, com brevidade, a política de conteúdo local e o incentivo fiscal correspondente ao REPETRO. Todos eles podem influenciar, de modo decisivo, a rentabilidade dos projetos de petróleo e gás.

As políticas de conteúdo local podem fomentar o setor parapatrolífero de um país e criar condições para o surgimento de um parque industrial maior e mais diversificado nesse setor. Entretanto, se mal dimensionadas elas também podem gerar ineficiências, caso os seus instrumentos de política sejam mal conduzidos ou não consigam superar os desafios de ordem sistêmica e estrutural. O esforço<sup>22</sup> realizado pelo setor petrolífero no momento presente teria de ser recompensado no futuro. É esperado que a obrigação de adquirir insumos com maior preço e, eventualmente, com menor qualidade e até com prazos de entrega superiores, teria de produzir, para a economia local, ganhos superiores aos custos, tanto para a economia local, em geral, quanto para a cadeia petrolífera do país, em particular.

Contudo, há casos em que essa modalidade de política industrial apresenta inconsistências e não promovem, adequadamente, ganhos de competitividade baseado em vantagens comparativas dinâmicas - e, por conseguinte, em capacitações dinâmicas das empresas. Se essa política industrial não estiver articulada com uma política de inovação o seu potencial pode não estar sendo explorado em sua plenitude. O estímulo à aceleração das curvas de aprendizagem dos produtores locais poderia ampliar a capacidade de inovar e reduzir custos dos fornecedores.

---

<sup>22</sup> Por esforço, leia-se disposição em pagar algo a mais, no mercado local, para, então, contar com uma capacidade de oferta doméstica maior e estar menos suscetível às intempéries do mercado global.

## 2.6 Metodologia da modelagem econômico-fiscal de projetos de petróleo e gás

Foram desenvolvidos pelo autor e pelo orientador dessa tese dois modelos de avaliação econômica de projetos de petróleo gás no âmbito do Grupo de Economia da Energia do IE-UFRJ, a partir do trabalho do autor, em conjunto com o seu orientador. Um modelo é aplicado ao regime de Concessão e outro ao regime de Partilha da Produção. Ambos os modelos estão fundados em fluxos de caixa descontados, nos quais se introduz os parâmetros técnicos de custos, de preços e de produção, por exemplo, para se calcular as receitas, a arrecadação fiscal e a rentabilidade de um projeto petrolífero. Estes modelos reproduzem o ciclo de vida econômica de um projeto de E&P e pode gerar estimativas de receitas, de custos operacionais e de capital, bem como apontar a rentabilidade do negócio e as parcelas de lucros da iniciativa privada e participações do governo nas receitas, de acordo com o tipo de arranjo regulatório-fiscal.

Os modelos utilizados estão ajustados para arcabouço da legislação brasileira. Considerando que os arranjos regulatório-fiscal são específicos a cada país, não é possível generalizar para outros países os resultados obtidos nestes modelos. O sistema fiscal do Brasil, definido em lei, sob o contrato de Concessão, envolve os seguintes instrumentos: i) royalties, ii) participação especial, iii) imposto de renda, iv) impostos indiretos sobre o investimento. Nessas condições, o primeiro exercício aqui proposto, no bojo das concessões, irá requer cenários para o preço do petróleo e para a curva de produção. Os parâmetros de custos de capital e de custos operacionais utilizados serão os dados obtidos na pesquisa da presente tese.

Já os cálculos realizados sob o contrato de Partilha da Produção segue os parâmetros apontados no Primeiro Leilão de Partilha do Brasil. O limite para recuperação dos custos é de 50% do Valor Bruto da Produção nos dois primeiros anos e de 30% do Valor Bruto da Produção nos anos seguintes. Há outros parâmetros técnicos dos modelos que merecem ser mencionados. No caso base, que serve de referência para a modelagem, a curva de produção do projeto é de 31 anos, e a produção se inicia no quinto ano do projeto. O cenário de preço foi definido com base nos valores médios dos últimos 5 anos, ou seja, US\$85 por barril de petróleo equivalente. A taxa de desconto considerada foi de 10%, assim como a taxa de *leasing* de instalações. Este nível é compatível com o custo de capital e os riscos envolvidos nesta modalidade de projeto. O nível de risco geológico seria de 50% e taxa de declínio de 12%, valores compatíveis com os atributos do reservatório simulado.

Os parâmetros técnicos do modelo estão baseados em uma lógica *bottom-up*, uma vez que controlam as características geológicas relevantes da formação e da estrutura de custos do projeto. Definido o perfil de custos a ser utilizado (incluindo curva de produção), o modelo permite a análise de sensibilidade usando quatro variáveis dependentes. Seus níveis estão definidos de acordo com a lógica *top-down*, mudando suas grandezas, coeficientes e outros parâmetros estruturais do modelo. Isto significa que o modelo é flexível, ajustando-se a análise de projetos diferentes no respeito do quadro regulatório brasileiro sob o regime de concessão.

Conforme se pode notar na figura XX, o fluxo de caixa é construído a partir da seguinte estrutura de custos: i) Exploração e Avaliação; ii) Custos de Capital (CAPEX), iii) Custos Operacionais (OPEX); iv) Custo de Abandono. Sobre essa base de cálculo se aplica todas as obrigações do sistema fiscal brasileiro. Participação Especial (PE), Imposto de Renda (IR) e Depreciação. Os principais parâmetros do modelo são: i) preço do petróleo; ii) taxa de desconto; iii) custo de capital (CAPEX); iv) custo operacional (OPEX); v) volume de reservas; vi) risco geológico; vii) limite para recuperação de custos (partilha); viii) curva de produção; ix) período de exploração; x) período de desenvolvimento.

Fizemos análises de sensibilidade com variáveis relevantes do modelo ao mesmo tempo em que se mantém a distribuição desses custos entre as diversas categorias de insumos. O primeiro modelo de fluxo de caixa foi elaborado conforme os requisitos do regime de concessão e a estrutura de custos de um projeto petrolífero, de águas profundas, empreendido no Brasil.

Figura 8 - Parâmetros Econômicos de Modelagem

<b>CAPEX</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Base</b>	<b>Máximo</b>
<b>CAPEX</b>	\$ 10,00	\$ 12,00	\$ 15,00
<b>OPEX</b>	\$ 5,00	\$ 7,00	\$ 10,00
<b>Preço do Petróleo</b>	\$ 60,00	\$ 90,00	\$ 110,00
<b>Tempo de Desenvolvimento</b>	3 anos	5 anos	7 anos

Fonte: Elaboração Própria

**Demais Parâmetros Relevantes do “Cenário Base”:** i) Período de Exploração de três<sup>23</sup> anos; ii) tempo de cinco anos de *plateau* da produção; iii) método de depreciação por unidades de produção; iv) taxa mínima de atratividade 10% e; v) inflação de 4%.

### 2.6.1 Impactos em Custos derivados de Logos Períodos de Desenvolvimento ou Atrasos em Projetos

Períodos de atrasos nos projetos tendem a gerar custos mais altos para os construtores das instalações, para integradores e para a operadora, devido aos custos fixos e ao efeito da inflação, por exemplo. Segundo Salama *et al* (2008) o impacto dos atrasos de etapas conceituais é significativo na duração total do projeto. Atrasos nessas fases iniciais deveriam servir como um alerta e motivar ações corretivas imediatas para evitar um atraso global. Os fatores principais por trás do atraso de um projeto são: i) atraso nos pagamentos e planejamento ineficaz; ii) a má gestão local e má supervisão pela petroleira; iii) escassez de força de trabalho e dificuldades de financiamento; iv) dificuldade financeira da petroleira; v) aditivos contratuais e retrabalho; vi) planejamento e programação inadequada das etapas; vii) falhas no gerenciamento de projetos; viii) falta de experiência da petroleira (FALLAHNEJAD, 2013; ASSAF e AL- HEJJI , 2006; RUQAISHI e BASHIR , 2013).

## 2.7 Resultados

Todas as representações gráficas dos resultados do modelo de fluxo de caixa descontado se encontram nos **anexos**. Com base no modelo para o regime de Concessão verifica-se alta sensibilidade da taxa interna de retorno em relação às variações no CAPEX. Para o caso base, *ceteris paribus*, quando o custo de capital é US\$ 10 por barril a TIR é de 25%. Em um cenário de US\$ 15 por barril ela é de 15,5%. A queda no índice de rentabilidade é significativa, da ordem de 40%. Já a sensibilidade da rentabilidade em relação ao OPEX é menor, não chega a 7% de variação, com o OPEX mudando de US\$ 5 por barril a US\$ 10 por barril. No caso do OPEX a diferença de US\$ 5 no valor máximo é o dobro do mínimo, enquanto no CAPEX um equivale à metade do outro. Em suma, pequenas variações no CAPEX geram efeitos maiores na rentabilidade do projeto do que modificações significativas

---

<sup>23</sup> Aos três anos dispendidos na fase de Exploração, por hipótese, soma-se o período da fase de desenvolvimento do Campo. Essas duas fases correspondem ao tempo das figuras de resultados.

no OPEX. Todavia, é o preço do petróleo que afeta mais o IRR, ao modificá-lo em 85% após uma alteração de 45% no preço.

Por fim foi realizado um exercício de comparação entre resultados dos modelos de fluxo de caixa com base na Partilha e na Concessão para que fossem analisadas as consequências de variações no tempo de desenvolvimento de campo, conforme expresso nos parâmetros da seção anterior. Elas poderiam estar associadas a eventuais atrasos nos projetos. Como a fase de exploração corresponderia a três anos, caso o projeto seja desenvolvido em três anos, o *tempo total para colocar a plataforma definitiva em operação* corresponderia a seis anos. O outro caso extremo aqui considerado seria aquele em que a fase de desenvolvimento corresponderia a sete anos. Sob regime de Concessão, no primeiro caso, o projeto apresentaria uma rentabilidade de 45%, enquanto a situação de período máximo o índice de retorno sobre o investimento seria de aproximadamente 20%. Uma queda expressiva. Já a mesma análise sob regime de Partilha apontaria uma rentabilidade de cerca de 22% no caso de período mais curto e aproximadamente 17% para o período mais longo. Percebe-se, portanto, que o impacto do ritmo de conclusão do projeto de investimento tem um impacto maior sob o regime de concessão.

## **Conclusão**

Este capítulo foi útil para mostrar que a indústria do petróleo se caracteriza mais pelas diferenças entre seus elementos constitutivos do que pela semelhança deles. As propriedades de cada petróleo extraído podem variar muito conforme as características da bacia sedimentar e do reservatório em que ele foi formado. Assim como as diferenças nos regimes regulatório-fiscais e arranjos contratuais podem condicionar as decisões das firmas. Tais idiosincrasias dos hidrocarbonetos são essenciais na determinação da infraestrutura de processamento e transporte, bem como na modalidade de utilização do hidrocarboneto a eles adequadas. Essas diferenças técnicas resultam em diferenciais econômicos expressos, tanto em termos de custos de obtenção do produto, quanto no que tange a precificação do petróleo, do gás natural e dos demais combustíveis líquidos produzidos.

A importância de compreender como o petróleo é classificado reside no fato de que a diversidade da indústria do petróleo começa no próprio produto, mas ela é “descaracterizada” quando se adotam padrões de simplificação e padronização do produto para torná-lo próprio para o uso. Também é preciso notar que as receitas oriundas da extração e venda do petróleo podem variar segundo as suas características. Da mesma forma que os custos de



desenvolvimento e produção, a partir de um campo, podem assumir distintas magnitudes conforme os atributos do produto, segundo a necessidade de infraestrutura de armazenamento e escoamento ou em função de gastos adicionais com recuperação artificial.

Além das características dos produtos petróleo e gás que são descobertos as especificidades das petroleiras também influenciam as suas decisões de investir no upstream. Os elementos observados por uma empresa integrada verticalmente podem não ser os mesmos considerados por uma empresa independente. Por um lado, enquanto a primeira possui os ativos para realizar o transporte e distribuição da produção a outra pode ter de enfrentar custos adicionais associados a tais atividades. Na prática, os movimentos pendulares de integração vertical e desintegração deram origem a um conjunto amplo e diversificado de organizações atuantes nessa indústria. Deve-se notar que cada elo da cadeia produtiva do petróleo e gás possui ramificações de fornecedores de equipamentos e serviços. Eles serão abordados no terceiro capítulo.

Com efeito, as maiores empresas petrolíferas possuem ativos de produção, de processamento e refino, transporte e distribuição de petróleo, gás e seus derivados. Por um lado, elas aproveitam as economias de escala e escopo verificados na indústria e potencializam a sua rentabilidade. Por outro lado, tais firmas praticam subsídio cruzado, na medida em que unidades lucrativas, eventualmente, sustentam elos que se encontram pouco rentáveis. Entretanto, a apropriação dos custos dessas empresas, aos seus diversos segmentos, pode ser arbitrária.

Deste capítulo concluímos, ademais, que a presença de firmas com estruturas organizacionais e nichos de atuação distintos pode tornar a comparação entre elas inócua, caso os dados e os objetivos da comparação não forem bem definidos e focados em um determinado nicho, respeitando as suas especificidades. Do contrário, faz pouco sentido qualquer esforço de quantificação, tal qual o empreendido no *quinto capítulo* desta tese. Em outras palavras, análises econométricas sobre dados e aspectos da totalidade da indústria de petróleo e gás enfrentam o risco de serem inconclusivas, tal como foi demonstrado na revisão de literatura apresentada naquela parte da tese.

Os países hospedeiros de petróleo e gás apresentam uma propensão a adotar arranjos contratuais que os ajudem a se apropriar de uma parte da renda petrolífera. Quando eles estabelecem parâmetros que posicionam o *government take* em níveis mais elevados do que o adequado, considerando as características técnico-econômicas dos seus reservatórios, estes países podem desestimular os investimentos. Quanto maior as participações do governo na

atividade petrolífera de um país ou área de atuação, maior tende a ser a importância dos custos nas atividades petrolíferas empreendidas neste local.

Destarte, as diferenças nos arranjos contratuais, fiscais e regulatórios do *upstream* do petróleo também influenciam as regras de decisão das companhias, as suas estratégias de posicionamento no mercado, as suas competências e a estrutura de custos de suas operações. No sistema de Concessão, a empresa (ou consórcio) arca com os custos e riscos e se apropria dos resultados da produção, após o pagamento das participações governamentais. Os mecanismos arrecadatórios mais característicos desse regime não necessitam de dados de custo para ser efetivados. Isso simplifica o processo. Não significa que não possa existir arrecadação fiscal sobre a renda líquida, por exemplo. Neste caso, dados custos são necessários para o seu respectivo cálculo.

No regime de partilha, a importância dos custos é grande. Por isso, o Estado procura conhecer os custos efetivamente incorridos. Contudo, esse processo de monitoramento estatal dos custos pode envolver algum excesso de burocracia e despesas adicionais. A centralidade dos custos na Partilha decorre do fato de que a contratada (ou consórcio) tem de repartir os lucros do projeto depois de ressarcida dos custos recuperáveis. Embora a petroleira tenha que fazer frente aos custos e riscos da atividade, como ela será reembolsada, por um lado, os incentivos para atuar de modo mais eficiente em termos de custo podem se reduzir, caso a operadora possa incorrer em qualquer nível de custos. Por outro lado, limites estreitos para a recuperação de custos podem ampliar, significativamente, os riscos do negócio e desestimular os investimentos. Análogamente, a regulação ambiental, bem como eventuais requisitos de conteúdo local e instrumentos de tributação (direta e indireta) presentes no país podem influenciar os custos da atividade petrolífera.

Em resumo, a caracterização do setor de petróleo e gás pôde ser feita a partir do destaque à significativa diversidade dos elementos que o constituem e da complexidade que o caracteriza. Foi possível indicar aqui a necessidade de uma abordagem do setor que seja capaz de contemplar, na medida adequada, as suas diversas dimensões, em especial, aquelas que guardam relações com os custos de capital da atividade petrolífera em águas profundas. Por essa razão foi adotada uma abordagem teórica útil para explicar o desenvolvimento das capacidades das firmas de se adaptar a diferentes desafios, de absorver conhecimento de várias fontes e de inovar, a fim de melhorar, continuamente, o seu desempenho e a sua competitividade.

## **CAPÍTULO 3: Configuração da Indústria no *Upstream* de Águas Profundas**

### **Introdução**

Nos capítulos anteriores, tratou-se da complexidade do setor petrolífero e da necessidade das firmas de desenvolver Capacitações Dinâmicas para lidar com os desafios inerentes ao *upstream* do petróleo e gás. O objetivo do presente capítulo é caracterizar a evolução das atividades de E&P com ênfase nos projetos *offshore* de águas profundas. Ele ajudará a explicar a importância de se fazer um adequado recorte do tema diante da complexidade do setor e das especificidades do ambiente operacional de águas profundas. Tanto as variáveis técnicas, quanto as de mercado, as controláveis e as não controláveis pelos gestores — tratadas neste e nos capítulos posteriores — podem apresentar diferentes relações, a depender do nicho de mercado em que se encontram no setor de petróleo. Em outros termos, as especificidades dos projetos *offshore* de águas profundas podem conduzir a constatações diferentes daquelas obtidas quando se analisa projetos *offshore* de águas rasas ou *onshore*. Se, por um lado, ainda há muito para se descobrir sobre atividades em águas profundas, por outro lado, grande quantidade de informações já se sabe dos ambientes exploratórios supracitados, que já estão em grau mais avançado de maturidade.

A principal pergunta que norteará o seu desenvolvimento é a seguinte: a importância e o ritmo das transformações tecnológicas e de mercado do *upstream* de águas profundas foram significativos no período recente? A investigação com base nesse questionamento teria apontado que nas últimas duas décadas, em particular na mais recente, ocorreram importantes rupturas de paradigmas, que corresponderam a avanços nos conhecimentos e nas tecnologias empregadas nos campos localizados em águas profundas.

O progresso verificado se manifestou no aumento das descobertas e na ampliação significativa da produção de petróleo e gás nesses ambientes. Os avanços tecnológicos, por exemplo, não apenas permitiram ampliar a capacidade de identificar e acessar os recursos situados em profundidades e áreas não-exploradas, como também possibilitaram reduções relativas nos custos que viabilizaram planos exploratórios e de desenvolvimento que não seriam economicamente atrativos em outros tempos.

Diante desse cenário, a teoria das Capacitações Dinâmicas se mostrou útil para ajudar na compreensão das trajetórias tecnológicas e do posicionamento das firmas no âmbito do

E&P em águas profundas. Ela oferece instrumentos que buscam interpretar o comportamento das organizações que atuam em ambientes em constante transformação. Como se poderá notar neste capítulo, o conjunto de firmas que atua em águas profundas enfrentou o desafio de perseguir alvos móveis, uma vez que novas descobertas acabavam sendo realizadas em crescentes profundidades de lâmina d'água. À medida que as firmas quebravam novos recordes, exigia-se grande capacidade de adaptação à nova profundidade alcançada. Condições extremas de temperatura e pressão ou, ainda, a eventual instabilidade das camadas geológicas requerem elevadas capacidades de inovação, de adaptação e de absorção das firmas em projetos de águas profundas. Esses são os aspectos nucleares de suas capacitações dinâmicas, e os projetos podem ajudar a acelerar as curvas de aprendizagem das petroleiras em suas operações nesse ambiente.

A pesquisa de campo realizada articula o ferramental analítico daquela abordagem teórica com os pontos de vista das petroleiras e parapetroleiras. Neste capítulo será abordado o processo de aprendizagem, em geral, e a capacidade de absorção das firmas, em particular. Um tema fundamental pelo fato de a indústria do petróleo depender do fornecimento de bens e serviços de uma ampla cadeia parapetrolífera, que produz conhecimento e tecnologia na fronteira do conhecimento, conforme poderemos verificar neste capítulo.

Muitos dos fornecedores e prestadores de serviço possuem escala operacional que justifica investimentos em inovações de produto e processo. Nessas condições, as petroleiras precisam adquirir conhecimento e criar capacidade de absorção para poder integrar e usar as novas técnicas e os novos equipamentos desenvolvidos pelas parapetroleiras. A elevada complexidade dos projetos de investimento *offshore* requer um amplo conjunto de tecnologias e conhecimentos que não evoluiriam no mesmo ritmo, se o seu progresso dependesse apenas de esforços de inovação das empresas petrolíferas.

Este capítulo irá tratar da fragmentação da cadeia de suprimento e apontará como essa característica favorece a atividade inovativa, assim como a concentração, verificada em alguns mercados parapetrolíferos, pode favorecer os ganhos de escala, por um lado, mas não gerar suficientes incentivos à inovação, por outro lado, sobretudo se o regime de apropriabilidade da inovação não for adequado ao inovador. Nesse contexto, será destacado o papel cada vez mais relevante que as parapetroleiras vêm desempenhando na evolução dos processos e tecnologias empregados no E&P de petróleo. Nas operações em águas profundas, em especial, o aprimoramento dos conhecimentos e dos equipamentos empregados foi fundamental para potencializar as descobertas, bem como o fator de recuperação de hidrocarbonetos.

Ao final desta parte da tese, espera-se que o leitor tenha em mente a diversidade e o progresso das tecnologias voltadas para *offshore* de águas profundas, assim como o acelerado ritmo de evolução das descobertas e da produção no referido ambiente operacional. Esse avanço está relacionado com o conjunto de oportunidades que foram emergindo a partir do surgimento de novas técnicas e conhecimentos que aumentaram o alcance da exploração e reduziram os custos relativos à processos e equipamentos.

Também é preciso lembrar que a distribuição regional e empresarial das inversões, das reservas e da produção é relativamente concentrada. Além disso, não se pode esquecer a importância da configuração de mercado do setor parapetrolífero de *offshore*, expressa em seus níveis de concentração e fragmentação (em nichos). Segmentos mais concentrados dessa cadeia têm maior capacidade de fixar preços e podem influenciar, decisivamente, os níveis de custos dos empreendimentos petrolíferos.

Este capítulo, que trata das particularidades do segmento *offshore* em águas profundas, é composto por cinco seções. Na primeira delas, encontra-se a maneira pela qual se realiza a extração de hidrocarbonetos, com ênfase nas tecnologias disponíveis e empregadas no *upstream*. Elas podem ser aplicáveis aos seguintes elementos: i) Geologia e Geofísica (G&G); ii) Perfuração de Poços; iii) Infraestrutura Submarina; iv) e Produção. Na sequência, a evolução das atividades em águas profundas é apresentada, seja no que tange ao nível de investimentos, descobertas ou produção.

A observação da evolução da produção em águas profundas ajuda a compreender o baixo grau de amadurecimento dessa atividade, quando comparada a outras realizadas no setor de petróleo e gás. Essa condição também se expressa nos investimentos já realizados e nas tecnologias criadas especificamente para águas profundas no período recente. O estágio de desenvolvimento dessa fronteira exploratória tem implicações nos custos. Quanto mais ela evolui melhor tende a ser o desempenho em custos das empresas, na medida em que reduzem o tempo de perfuração, de planejamento e execução dos projetos, por exemplo.

Na última seção procura-se debruçar sobre a estrutura da cadeia de fornecimento de bens e serviços e sobre a configuração de alguns de seus principais nichos de mercado. A análise industrial da cadeia parapetrolífera serve para avaliar o poder de mercado e a capacidade de exercício de tal poder — via elevação de preços — que esses fornecedores detêm. A apresentação da referida indústria ajuda a visualizar a complexidade do segmento *offshore* para águas profundas. Também se discute o papel das parapetroleiras no desenvolvimento tecnológico do setor, bem como o grau de apropriabilidade dessas inovações, o qual pode se expressar, por um lado, na capacidade de fixar preços e influenciar

decisivamente os custos das petroleiras. Por outro lado, também pode gerar ganhos de eficiência apropriados pelas operadoras, na forma de economias de insumos e de tempo, assim como pode reduzir o custo por barril.

### **3.1 Tecnologias de Exploração e Produção: um vetor de redução de custos**

Nas próximas subseções serão apresentadas as tecnologias de exploração e produção<sup>24</sup>. Aquelas necessárias à realização de estudos geológicos e geofísicos, bem como as ferramentas e métodos empregados na perfuração de poços e os equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás.

#### **3.1.1 Tecnologias para Estudos Geológicos e Geofísicos (G&G)**

A etapa exploratória de hidrocarbonetos envolve riscos e incertezas, por isso, para reduzi-los, diversos instrumentos são utilizados, geralmente, de forma combinada. Os estudos geológicos e geofísicos desempenham importante papel na ampliação dos conhecimentos sobre determinados reservatórios. No entanto, somente a perfuração pode confirmar, decisivamente, a existência ou não de volumes comerciais de hidrocarbonetos na formação geológica analisada. O problema é que o custo da perfuração é alto e supera, em muito, as despesas associadas a outros métodos de prospecção que também se utilizam de conhecimentos da geologia e da geofísica.

As quatro principais correntes da geologia de exploração de petróleo e gás são: i) geologia estrutural, que estuda as falhas, deformações e fraturas na litosfera<sup>25</sup> (FOSSEN, 2010); ii) sedimentologia, a qual é utilizada na caracterização das rochas sedimentares a partir de dados sísmicos e registros de perfuração, do inglês log drilling (ZIMMERLE e ZIMMERLE, 1995, p. 330); iii) estratigrafia, empregada para se identificar o posicionamento, no espaço e no tempo, das rochas sedimentares (NICHOLS, 2009, p. 301); iv) geoquímica orgânica se dedica a investigar o potencial das rochas capazes de produzir hidrocarbonetos (ECONOMIDES, HILL e EHLIG ECONOMIDES, 1994, p. 487). O conjunto de informações

---

<sup>24</sup> Para aprofundar nesses temas as seguintes leituras são recomendadas, a saber: (BAI e BAI, 2012; BELLARBY, 2009; CHAUDHRY, 2004; COMMITTE, 2011; HENERY e INGLIS, 1995; MURRAY, THOMPSON e FERRARIO, 1999)

<sup>25</sup> É a camada sólida mais extrema do planeta e é constituída por rochas e solo, formada pela crosta terrestre e por parte do manto superior. Ela cobre toda a superfície da terra.

obtidas por intermédio do emprego dos referidos tipos de conhecimento são condensados em mapas de subsolo, que resumem as características relevantes, associadas à formação geológica em tela.

Diante da dificuldade de acessar informações sobre o subsolo, que não é passível de ser visualizado, diretamente, se emprega métodos geofísicos de exploração. Eles ajudam a identificar a estrutura e a composição das rochas próximas à superfície, ou seja, em subsuperfície. Possibilitam a mensuração de dados físicos da terra que são relevantes, tais como os campos magnéticos, o campo gravitacional e a resistência elétrica, em função da profundidade. As três técnicas utilizadas na indústria são: os métodos sísmicos, a magnetometria e a gravimetria (Ghosh e Prelas, 2009, p. 314). Estas duas últimas, em particular, não são muito utilizadas.

Existem pelo menos três formas de adquirir dados sísmicos, a sísmica 2D, a sísmica 3D e a sísmica 4D. A primeira delas é a tradicional e foi a mais usada na história da indústria, contudo, as reservas estão dispostas dentro do reservatório em três dimensões. Com isso, a avaliação feita com a técnica 3D é mais ampla e precisa. Exatamente por produzir imagens com maior precisão esta ferramenta mais moderna é útil para exploração *offshore* em grandes profundidades (DAVIES, 2004). No âmbito *offshore*, merecem destaque as sísmicas 3D e 4D, as quais produzem informações mais rapidamente e com mais detalhes. Possibilita o imageamento e a análise a partir de diversos ângulos. Permitem a compreensão das estruturas geológicas em suas diversas camadas e dimensões. A sísmica 3D tem sido decisiva no aumento das descobertas em grandes profundidades, a exemplo da camada do pré-sal.

De acordo com Bjorlykke (2010, p. 431), a tecnologia sísmica 4D se divide em duas categorias principais, as que estão baseadas na detecção da amplitude das mudanças e aquelas que detectam o tempo de ocorrência das mudanças, do inglês *travel-time changes*. Pelo fato dessa técnica ser eficiente, a sua difusão tem se acelerado. O autor ainda lembra que é mais fácil e mais barato obter dados sísmicos no mar do que em terra, uma vez que a embarcação que o coleta pode se movimentar com facilidade e não há necessidade de negociações complexas com o poder público e eventuais proprietários de terras em exploração. Essa tarefa realizada em mar também é menos intensiva em força de trabalho (BURYAKOVSKY et al., 2012).

Com efeito, existem distintas técnicas de prospecção sísmica, mas o método da reflexão é o mais difundido na indústria. Por meio dele os dados sísmicos obtidos na prospecção são processados por supercomputadores que produzem imagens da subsuperfície com definição precisa das formações propícias à acumulação de hidrocarbonetos

(ROBINSON e TREITEL, 2008, p. 79). Todavia, mesmo as melhores técnicas geológicas e geofísicas não substituem o papel desempenhado pela perfuração. Elas são fundamentais para ajudar a definir onde há maior potencial e apontar a melhor localização para a perfuração dos poços exploratórios e de avaliação.

### **3.1.2 Tecnologias de Perfuração de Poços podem ser decisivas**

A perfuração do poço pioneiro constitui a fase mais avançada da exploração. Seu objetivo é verificar a ocorrência de petróleo depois de realizados os estudos e o mapeamento da região com potencial exploratório. É a perfuração que confirma a ocorrência ou não de hidrocarbonetos, bem como a composição dos fluidos ali presentes. Descobrimos<sup>26</sup> petróleo no campo, outros poços de avaliação podem ser perfurados para delimitar a extensão e o potencial comercial do campo.

Em verdade, a perfuração do primeiro poço é a mais demorada, devido às incertezas geológicas associadas, grande parte delas decorrente da falta de informações sobre aspectos importantes da formação em que o campo está localizado. Esses poços permitirão a obtenção de dados que vão orientar o plano de desenvolvimento do campo e determinarão o conceito a ser adotado. Durante a perfuração são registrados os parâmetros físicos da rocha e dos fluidos, denominados de logs, por meio dos quais o tempo e a profundidade são representados graficamente. A partir deles é possível obter informações a respeito da porosidade, da permeabilidade e da saturação fluídica das diferentes camadas rochosas (ABDEL-AAL, AGGOUR e FAHIM, 2003)

Nas perfurações em águas profundas os desafios são maiores, como apontam Bastos (1997); Chatar, Israel e Cantrell (2010); Eriwo e Adeleye (2012). Destaca-se, assim, a necessidade de manter o equilíbrio da pressão do reservatório durante a perfuração, o que reduz a probabilidade de ocorrerem fraturas geológicas na formação, bem como vazamentos de fluidos. Quanto mais profunda a lâmina d'água e a distância perfurada, mais extremas são condições de temperatura e pressão do ambiente operacional (CHATAR, ISRAEL e CANTRELL, 2010).

No caso da perfuração de camadas de sal, por exemplo, os riscos também estão associados à instabilidade do material, que é muito fluido. (MATHUR *et al.*, 2010). As operações *offshore* também têm de superar as dificuldades impostas pela distância da base

---

<sup>26</sup> Dados Schlumberger (2007) apontam que a média mundial de sucesso das campanhas exploratórias situa-se em aproximadamente 25%.



logística e eventuais condições climáticas desfavoráveis. Como exemplifica Cruz e Krausmann (2008), no Golfo do México, são comuns tempestades e furações, e o domínio tecnológico desses aspectos naturais torna-se crucial.

Foi desenvolvido um sistema de perfuração em dupla atividade (do inglês, *Dual - Activity Drilling*) que poupa tempo, porque conta com dois mecanismos de perfuração que podem operar ao mesmo tempo, o que torna a perfuração mais custo-eficiente. De acordo com Drilling Contractor (2011), “*dual activity drilling turns in 20-40% time saving*”. Essa técnica, portanto, pode gerar, na perfuração, economias de custo superiores a 20%. A tecnologia foi patenteada pela Transocean, enquanto a tecnologia de navio de tripla atividade de perfuração (do inglês, *triple activity drilling ship*) teria sido patenteada pela Stena Drilling Ltda. Ela é capaz de realizar dois esforços de perfuração em um mesmo centro de atividade e outro fora do centro de perfuração.

Segundo Satter, Iqbal e Buchwalter (2008, p. 613), a tecnologia da completação inteligente de poços (do inglês, *smart wells*) permite o controle da configuração e do desempenho do poço, a partir da transmissão contínua de seus dados, o que ocorre de forma concomitante à produção. Essa tecnologia possibilita a transmissão instantânea de informações e a ativação remota de equipamentos, isso permite que as decisões de gestão de reservatório sejam tomadas em tempo real.

Essa técnica ajuda também na otimização da recuperação de petróleo e na aceleração da produção. Segundo Stratton (2002), ela é capaz de promover uma importante redução dos custos ligados à intervenção no poço, além de permitir melhor desempenho em termos de produção. Contudo, é preciso avaliar caso a caso e confirmar se o emprego dessa tecnologia é o mais adequado, uma vez que pode elevar os custos em cerca de 20% do total gasto com equipamentos de completação. Assim, nem sempre as economias geradas por essa técnica compensarão os dispêndios adicionais.

No âmbito da etapa de desenvolvimento de um campo, a perfuração também está presente. Contudo, a técnica largamente utilizada é a de perfuração direcional e a sua variante de perfuração horizontal. O que diferencia a modalidade horizontal é que nela a parte final do poço fica em paralelo com o extrato do reservatório. O elevado controle sobre o processo de perfuração permite que o resultado seja mais preciso.

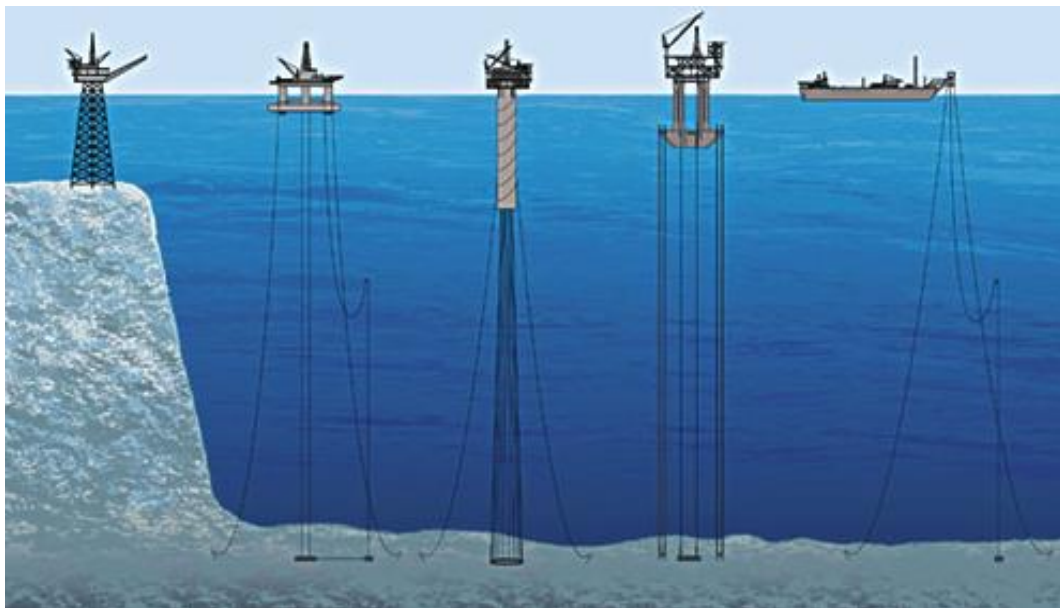
Basicamente, a perfuração direcional (e horizontal) é recomendada para aumentar a produtividade do poço - o nível de recuperação de um campo, além de ser útil para diminuir a quantidade requerida de sondas em perfuração *offshore* ou reduzir a necessidade de deslocá-las para que perfurem diferentes poços em um mesmo campo. (BREIDENTHAL e

OCHTERBECK, 2008; HILBERT *et al.*, 2009; JAHN, COOK e GRAHM, 2008). Na prática, as atividades de perfuração e completação dos poços na etapa de desenvolvimento são fundamentais para que não haja problema na fase de produção.

### 3.2 Tecnologias de Produção e Submarinas são capital-intensivas

As tecnologias voltadas para *offshore* de águas profundas ainda não podem ser consideradas maduras, porque ainda passam por significativa evolução. Dentre as estruturas de produção existentes, e que são apropriadas para águas profundas, estão: i) a curva de aprendizado, esta associada a *Storage and Offloading*); ii) Plataformas Semissubmersíveis (FPSS na sigla em inglês), iii) Plataformas de Pernas Atirantadas (TLPs na sigla em inglês); iv) *Spars*; v) e *Truss Spars*. Essas diferentes modalidades estão representadas na figura 9. Importa dizer que no bojo de cada um desses conceitos também é possível haver diferenciação no projeto de cada plataforma. Essas tecnologias estão mais bem especificadas em Janh (1998); Breidenthal; Ochterbeck, (2008); Hilbert *et al.* (2009); Jahn; Cook; Graham (2008) & Thayamballi (2007) e Leffler (2011).

Figura 9 - Tipos de Plataformas de Produção de Petróleo e Gás



Fonte: <http://www.blogmercante.com>

A FPSO é o tipo de estrutura de produção flutuante mais utilizada no mundo, particularmente no Brasil, onde não há restrições impostas por intempéries climáticas (MASTRANGELO e HENRIQUES, 2000). Já no Golfo do México, esse conceito é pouco utilizado, pelo motivo inverso, conforme discutem Chung et al. (2008); Peter Lovie (2010); Wodehouse, George e Luo (2007).

A FPSO trata-se de um navio-tanque, com sistema de ancoragem sofisticado, que funciona como uma plataforma (CHITWOOD *et al*, 2005; BENSIMON, 2001); sendo assim, constitui um sistema de produção que possui capacidade de armazenamento e permite o desenvolvimento de campos de petróleo em áreas remotas, nas quais não há infraestrutura de dutos. Portanto, o seu emprego confere maior flexibilidade à atividade de produção e de transporte do produto.

Já as plataformas semissubmersíveis são constituídas por um ou mais conveses, sustentados em flutuadores submersos. Seu posicionamento e estabilidade adequados são garantidos pelo mecanismo de ancoragem e pelo sistema de posicionamento dinâmico. Essas plataformas possuem mobilidade e são úteis para a perfuração de poços exploratórios, devido a sua flexibilidade, mas não podem operar em águas ultraprofundas. (D'SOUZA, BARTON e HATTON, 2002).

As TLPs, por seu turno, são aparentemente similares às plataformas fixas, mas a principal diferença é que elas se constituem em estruturas flutuantes ancoradas por tendões tubulares de aço fixados em fundações enterradas no leito marinho, o que confere a estabilidade da plataforma. A capacidade de flutuar do casco faz com que os cabos fiquem tracionados, reduzindo os movimentos mais críticos da plataforma<sup>27</sup>. Ao contrário das FPSOs e das semissubmersíveis, com as TLP's é possível construir poços utilizando árvores de natal secas, ou seja, árvores de natal situadas no convés, ao invés de bocas de poço localizadas no leito marinho (HENLEY *et al.*, 2013).

A tecnologia Spar é a unidade flutuante mais estável. Ela é pouco influenciada por mudanças e intempéries nas condições ambientais, sendo mais adequada, especificamente, para águas profundas e ultraprofundas (entre 300 metros e 3000 metros). A Spar oferece máxima flexibilidade no uso de diferentes tipos de *risers* e em diferentes ambientes de operação. Todavia, o processo de instalação de uma Spar pode ser mais complexo, oneroso, demorado e arriscado, quando comparado ao processo de outros tipos de plataformas flutuantes. Já a Truss Spar é uma variante da Spar, que pode realizar os mesmos movimentos

---

<sup>27</sup> Movimento de Heave é um deles.

da sua versão clássica, com o benefício de ser mais leve. Esse conceito tem estado cada vez mais presente nas águas profundas no Golfo do México (SABLOK e BARRAS, 2009).

Para que a produção seja realizada, a plataforma deve estar conectada a uma infraestrutura submarina que inclua mecanismos de controle da produção (sistema de cabeça de poço), equipamentos de segurança (sistema de prevenção de blowout) e linhas de transporte (dutos). Nesta categoria de hardware submarino estão incluídos os seguintes itens: i) os dutos que interligam o poço à plataforma; ii) os risers que acomodam os movimentos de uma plataforma flutuante ; iii) e o sistema de controle da produção. Os oleodutos podem ser divididos em duas categorias: i) flowlines, que levam a produção dos poços submarinos e; ii) risers, que conectam os flowlines ao equipamento de produção na superfície (OLDFIELD, 2008).

Os dutos podem ser rígidos, feitos de aço carbono; ou flexíveis, que são mais complexos e compostos por várias camadas de aço e polímeros, estes são indicados para plataformas flutuantes. A depender do tipo de conceito de uma plataforma flutuante, o sistema de controle da produção pode se localizar sobre o leito marinho ou sobre a própria unidade de produção. Um dos seus principais componentes é a “árvore de natal”, que é composta por um conjunto de válvulas, medidores de pressão e bobinas, por meio dos quais é possível controlar a produção do poço e a reinjeção, a partir da superfície, bem como permite fechá-lo na ocorrência de qualquer eventualidade (CHAKRABARTI, 2005; GERWICK, 2007). O custo do duto rígido é menor do que o do flexível, mas a sua instalação é mais cara, porque requer solda. Na próxima seção se discute a atuação das petroleiras.

### 3.3 Competência das Petroleiras Operadoras

A concorrência entre *International Oil Companies* (IOC's), *National Oil Companies* (NOC's) e *Independent Companies* é cada vez maior no segmento de *Upstream*. A maior disputa é pelo acesso a reservas<sup>28</sup>, isto é, recursos petrolíferos com recuperação viável do ponto de vista técnico e econômico. . A princípio, o grande poder econômico das IOC's *supermajors* poderia indicar uma determinada vantagem nessa disputa, até mesmo porque as empresas independentes, por possuírem menor porte, dispõem de menos capital para investir em grandes projetos, como o *offshore* de águas profundas, por exemplo. O mesmo vale para

---

<sup>28</sup> Esse aspecto será tratado em maior profundidade ao longo do capítulo.

outras áreas de fronteira exploratória, que, eventualmente, dependam de desenvolvimento tecnológico e experiência (HUMPHRIES, 1995; POUYANNE, 2008).

É preciso ter em mente que o processo de aprendizagem e aquisição de competências tecnológicas também está relacionado com o *learning by doing*, isto é, com a repetição de projetos da mesma natureza. Nesse aspecto, as empresas maiores tenderiam a estar em vantagem. Essas condições poderiam representar uma barreira à entrada em atividades *offshore* de águas profundas, que são intensivas em capital e capacitação tecnológica. Por isso, decidiu-se por centrar a discussão nas IOC's, à exceção da Petrobras e Statoil, que são importantes no mercado *offshore* profundo (OFSTAD, KITILSEN, ALEXANDER-MARRACK, THORNTON e THOMPSON, 2001).

No entanto, a maior lucratividade prometida pela produção de P&G (Petróleo e Gás), a dificuldade de renovar reservas e os elevados requisitos de capital as incentivaram a focar em seu *core business*. Tudo isso contribuiu para que muitas petroleiras tendessem a concentrar a sua atuação em E&P e em outras atividades complementares como: processamento e produção de químicos, transporte, distribuição e comercialização. As funções periféricas foram externalizadas, ficando a cargo das empresas parapetroleiras, os serviços associados às atividades de E&P. Nos anos 1990 ocorreu uma difusão dessa prática entre as operadoras. Foram terceirizadas funções importantes nos projetos de exploração e produção: o controle, a integração entre as empresas fornecedoras de serviços, a gestão financeira dos empreendimentos petrolíferos e as atividades de P&D.

No bojo desse processo de focalização das petroleiras, difundiram-se novos moldes de contratação, nos quais as operadoras se relacionam com as empresas de *Engineering, Procurement and Construction* - EPC (conhecidas no Brasil como empresas EPCistas), também denominadas contratantes principais (do inglês, main contractors). A importância dos EPCistas cresce em projetos de grande dimensão, tais como os elaborados para o desenvolvimento de campos *offshore*. Nestes, a relação das operadoras com seus fornecedores envolve um alto grau de complexidade. Com esse modelo contratual, as operadoras elaboram o conceito do projeto básico e estabelecem mecanismos de monitoramento dos subcontratados. Ainda assim, é um grande desafio para o contratante principal atingir todos os objetivos da petroleira e atender às expectativas em termos de tempo de conclusão, custo e qualidade do resultado final do projeto (SCHRAMM, MEIBNER, WEIDINGER, 2010).

Para cada componente crítico ou módulo encomendado, as operadoras podem adotar diferentes critérios. Assim, o grau de exigência frente às empresas supridoras pode variar desde uma coordenação via mecanismos de mercado, até outras formas de coordenação

híbridas, nas quais se percebe um maior envolvimento entre comprador e fornecedor. As funções de implantação dos grandes projetos marítimos também passaram a ser assumidas por empresas subcontratadas, mas, por outro lado, algumas petroleiras ainda continuam controlando a parte da instalação da infraestrutura submarina, uma vez que ela compõe um dos principais elementos do custo de um projeto *offshore* (FURTADO *et al.*, 2003).

Vale salientar que, geralmente, há limites consideráveis na autonomia de decisão destas empresas de engenharia (EPCistas), impostos pelas petroleiras, embora elas tenham passado a assumir o papel de contratantes principais nos empreendimentos. Isso sugere que é possível haver diferenciação conceitual e estratégica na elaboração e execução de projetos (KIM, 2008; SHIN *et al.*, 2008). Na prática, essa estratégia pode ser útil para reunir profissionais experientes e os especialistas, de diversas empresas, que são referência em temas específicos, para lidar com desafios que requerem tecnologia avançada e máximo controle de tempo e custo (CERRITO e CIPRIGNO, 1996).

### **3.40 domínio tecnológico e o processo de aprendizagem**

Historicamente, as IOC's acumularam uma magnitude de experiência sobre E&P que as diferenciavam significativamente dos demais agentes. Elas detinham o conhecimento e a tecnologia que muitas NOC's necessitavam para extrair petróleo de suas reservas. Desta forma, independentemente do marco regulatório vigente, a maior parte das funções estava sob a responsabilidade das IOC's, desde a concepção do projeto de investimento até a operação, produção e manutenção nos campos de petróleo que eram de propriedade NOC's.

Com o tempo as empresas nacionais adquiriram capacitação própria. O *catching up* tecnológico, a princípio, teria ocorrido pela melhoria das condições de rentabilidade e autofinanciamento dessas empresas nacionais, o que permitiu que elas investissem em aprendizado tecnológico. Ademais, elas passaram a dispor da competência das diversas empresas de serviços que vinham acumulando *know how* relativo às diversas etapas do processo de exploração e produção em distintos ambientes exploratórios (EIA, 2008).

Existem diversos métodos de aprendizagem. Os mecanismos de aprender fazendo (do inglês *learning by doing*) e aprender usando (*learning by using*), provavelmente estão entre os mais importantes meios de se lograr avanços tecnológicos significativos na indústria. As empresas operam utilizando o arcabouço de informações que já possuem, incrementando-o até atingir certo grau de amadurecimento dos processos ou pacotes tecnológicos utilizados.

Outras modalidades de aprendizagem também são possíveis, três merecem destaque aqui, a saber: i) aprender pesquisando (do inglês *learning by researching*); ii) aprender interagindo (*learning by interacting*); iii) aprender cooperando (*learning by cooperating*). (DOGSON, 1993; LUNDVALL, 2004; TEECE, 2003).

De acordo com Malerba (1992), a maior parte da literatura trata o processo de aprendizado das firmas como automático e sem custos, como uma decorrência natural do processo produtivo. Contudo, o autor chama a atenção para a variedade de diferentes caminhos para a aprendizagem, os quais podem ser deliberados ou não, assim como os resultados desse processo, expressos em aquisição de conhecimento e de competências tecnológicas, não geram apenas economias de tempo e custos. Para o autor, o processo de aprendizagem é complexo, custoso e multidimensional. Nele, as fontes externas de conhecimento produtivo e tecnológico desempenham o papel mais importante na acumulação de conhecimento e competências da firma.

Na análise do caso da indústria petrolífera, em particular, Kellogg (2009) afirma que aprender pesquisando e aprender interagindo estão entre as modalidades mais importantes de aprendizado nesse setor, em especial nas atividades de E&P. A primeira delas pode ser diretamente avaliada a partir dos indicadores de investimentos em pesquisa e desenvolvimento - P&D (do inglês, *Research and Development - R&D*). Apesar do dinamismo tecnológico não ser a principal característica da IMP, a taxa de crescimento do investimento em tecnologia do setor aumentou nos últimos anos como mostram os dados da Tabela 2.

Tabela 2 - Investimentos em P&D

Setor	Crescimento Anual	Mudança do P&D na União Européia		Mudança do P&D nos EUA	
		1 ano	3 anos	1 ano	3 anos
<b>Produtores de Petróleo</b>	<b>8.2</b>	<b>4.7</b>	<b>3</b>	<b>-4.1</b>	<b>4.8</b>

Fonte: Elaboração Própria, adaptado de EU Industrial R&D Investment Scoreboard 2011. European Commission (2012)

Os dados acima expressam o elevado crescimento dos gastos em P&D realizados pelo setor de produtores de petróleo e gás. Esse aumento condiz com a ampliação das operações em áreas de fronteira exploratória, onde se empregam processos e equipamentos de conteúdo tecnológico cada vez mais complexos. Diante dos desafios enfrentados, as firmas tiveram que

realizar rápidos e profundos avanços tecnológicos e de gestão. Contudo, como a maioria das petroleiras não divulga a distribuição do seu orçamento de P&D, não se pode saber qual montante exato corresponde a projetos efetivamente direcionados à E&P em águas profundas. Todavia, no caso da Petrobras, este tema é o foco dos principais programas de P&D da firma. (AAAYAG, PLAVNIK e RIBEIRO, 1996; BARUSCO, ARATANHA, 2001; JUNIOR *et al.*, 2000).

Já a segunda maneira de avançar na curva de aprendizado está associada à cooperação tecnológica. Programas de cooperação tecnológica, como o *DeepStar*, discutidos em Grecco (2007) e Kirk e Baughman (2010), vêm sendo mantidos por petroleiras com o objetivo de buscar sinergias no desenvolvimento tecnológico. Nesse contexto, uma pergunta, frequentemente levantada, é qual a importância da associação, formação de consórcios e cooperação entre as petroleiras?

Sabe-se que a associação em consórcios é útil para reunir o capital necessário ao investimento. Servem como estratégia de diversificação de risco em diferentes projetos e constitui uma prática consolidada na indústria petrolífera. O estreitamento das relações comerciais e operacionais das petroleiras estabelece as condições para que a cooperação ocorra no âmbito dos conhecimentos idiossincráticos da atividade (JAMES, 2011; POUYANNE, 2008).

Ademais, segundo Kellogg (2009), a terceira forma de aprendizado também vem se difundindo. O autor conclui que os relacionamentos específicos de aprendizagem podem conduzir a melhorias de produtividade, ou seja, a empresa que realiza contratos de mais longo prazo e perfura mais tempo com o mesmo equipamento tende a ter melhores resultados, por exemplo.

O fato é que os agentes da indústria sabem que a cooperação técnica amplia o escopo potencial dos avanços tecnológicos e mitiga custos de pesquisa no tema compartilhado, além disso, ajuda a aproveitar melhor o conhecimento tácito dos trabalhadores das distintas empresas (ACHA & CUSMANO, 2001). Todavia, as empresas têm mais incentivos ao cooperar com inovações de produto que serão difundidas pela indústria. Geralmente, trata-se de inovações incrementais às tecnologias dos equipamentos já existentes. É comum a cooperação para o desenvolvimento de equipamentos de segurança.

A busca pela diferenciação e obtenção de vantagens do pioneirismo (do inglês *first moved advantages*) continua presente na estratégia empresarial das petroleiras (DAVIS, 2006, p. 99-100). Essa diferenciação também se dá no âmbito relacional, via excelência, na



contratação e na formação de parcerias que garantam o fornecimento dos insumos em melhores condições.

### 3.5 Investimentos em P&D de Novas Tecnologias

A IMP vem investindo mais em centros de pesquisa e estreitando as relações com instituições de pesquisa. A tabela 4 mostra os cinco maiores orçamentos de P&D do setor. Segundo IFP (2010), a Petrobras investiu mais de um bilhão de dólares, entre 2005 e 2009, somente em P&D correlatos ao E&P em águas profundas. A petroleira mista brasileira é a que mais produz em águas profundas no mundo. Além dela, ExxonMobil e Chevron também são importantes players nesse ambiente. Quando considerado apenas as pesquisas encomendadas externamente pela Petrobras, entre 1992-2009, foram realizados 3.963 contratos, no valor total de R\$ 3,3 bilhões a preços correntes. Já o número de patentes depositadas pela Empresa foi de 1879 entre 1980 e 2010 (MORAIS, 2013, p.67 e 260).

Tabela 3 - Ranking das petroleiras conforme investimento em P&D, em milhões de euros

Empresa	País	P&D	Variação 10/09		P&D/Receita	
Exxon Mobil	USA	754.4	-0.036	275898	0.003	0.144
Petrobras	Brazil	740.2	0.458	89489	0.008	0.201
Gazprom Oil	Russia	589.9	0.153	87837	0.007	0.331
China P&G	China	546.9	0.267	216423	0.003	0.058
Chevron	USA	392.1	0.128	147740	0.003	0.162

Fonte: Elaboração Própria, adaptado de EU Industrial R&D Investment Scoreboard 2011. European Commission (2012)

Como cerca de um quarto da produção mundial em águas profundas ocorre no Brasil, e as recentes descobertas mais relevantes também foram realizadas no país, algumas das principais parapetroleiras do mundo estão constituindo grandes centros de pesquisa no país. Ainda que o setor petrolífero seja classificado como sendo de baixa intensidade tecnológica, por investir menos de 1% de suas receitas em P&D, o segmento de águas profundas vem se

destacando, na medida em que se envolve em pesquisas de maior complexidade e densidade tecnológica do que a média do setor. As *supermajors* teriam sido empurradas para as águas profundas e terceirizaram a maior parte dos investimentos em P&D de novas tecnologias. Na década de 1980, elas adotaram a estratégia de comprar conhecimento e tecnologia ao invés de desenvolver internamente. Assim, os gastos com P&D caíram de cerca de U\$1,3 bilhão, em 1982, para U\$ 600 milhões, em 1996.

Com efeito, as petroleiras reduziram seus quadros de pessoal altamente qualificado nessas tecnologias, e os movimentos de F&A ocorridos no período de reestruturação da indústria nos anos 1990's reforçaram a tendência. Desde então, as empresas de serviços se tornaram as maiores fornecedoras de desenvolvimento tecnológico. Todavia, os rápidos avanços tecnológicos dos anos 1990's não se traduziram em práticas mais econômicas imediatamente. A deterioração do ambiente de negócios da economia gerou excedentes de custos e atrasos da indústria fornecedora de bens e serviços, o que impediu a breve melhoria no desempenho em custo do setor. Atualmente, existe uma preocupação quanto à necessidade de grandes investimentos em P&D ligados à perfuração e à segurança na perfuração.

Em (IOOTTY, 2004), discute-se a reestruturação das majors do petróleo e a consequente transferência das atividades de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para as petroleiras, um processo que ficou mais evidente após o contrachoque do petróleo. Neste momento, houve uma melhoria do desempenho tecnológico das parapetroleiras, quando suas competências tecnológicas eram ampliadas. O processo de consolidação também contribuiu para a diversificação tecnológica dessas empresas. Desta forma, foram alteradas as condições de competitividade da indústria parapatrolífera, de modo que as empresas tiveram que adotar novas estratégias tecnológicas, em um setor de complexidade tecnológica alta e crescente.

No entanto, os esforços inovativos realizados ainda buscam a superação de alguns desafios relevantes no âmbito das operações em águas profundas. Nessas condições cabe às empresas seguirem investindo nas diferentes formas de aquisição de capacitações para aumentar a eficiência em todas as suas frentes de atuação. Isso tende a se refletir nos seguintes aspectos: i) aumento das oportunidades exploratórias; ii) elevação do fator de recuperação de petróleo; iii) melhoria da capacidade de produzir e transportar os hidrocarbonetos em condições adversas; iv) redução de custos sem aumentar riscos de acidentes; v) aumento da confiabilidade e segurança dos procedimentos e operações. Todos esses avanços são essenciais para que as petroleiras atinjam os seus objetivos de renovar reservas e promover o crescimento orgânico da produção.

### 3.6 Atuação das Petroleiras no E&P de Águas Profundas

Ao longo dos anos 2000, mais de um quarto das reservas desenvolvidas pelas *majors* do petróleo foi objeto de aquisição. Isso ocorreu em um contexto em que os preços do petróleo estavam em ascensão, quando o fluxo de caixa dessas empresas era robusto e crescente. O problema é que os preços do petróleo podem variar rápida e intensamente, enquanto na esfera dos custos há uma maior rigidez. Os preços dos equipamentos e serviços nem sempre caem na mesma proporção e velocidade que os preços do petróleo. A queda tende a ser mais suave e demorada, esse lapso temporal impacta na lucratividade e na capacidade de investimento das empresas no futuro.

No limite, o resultado de investimentos insuficientes seria o breve declínio da produção, pois as grandes empresas de petróleo já teriam chegado ao seu pico de produção. No ano de 2000, as taxas médias de renovação de reservas das *supermajors* estavam em torno de 107%, mas caíram para 54% em 2007. Dentre as dez maiores petroleiras de capital aberto do mundo, somente uma delas estaria em condições distintas. A Exxon teria atingido seu pico em 2006, a BP em 2005, a Shell em 2003 e a Chevron em 2002 (EIA, 2008). Já a Petrobras experimenta situação oposta; ela planeja dobrar a sua produção, entre 2013 e 2020, e passar de dois milhões para mais de quatro milhões de barris de petróleo extraídos, por dia, até 2020 (PETROBRAS, 2013).

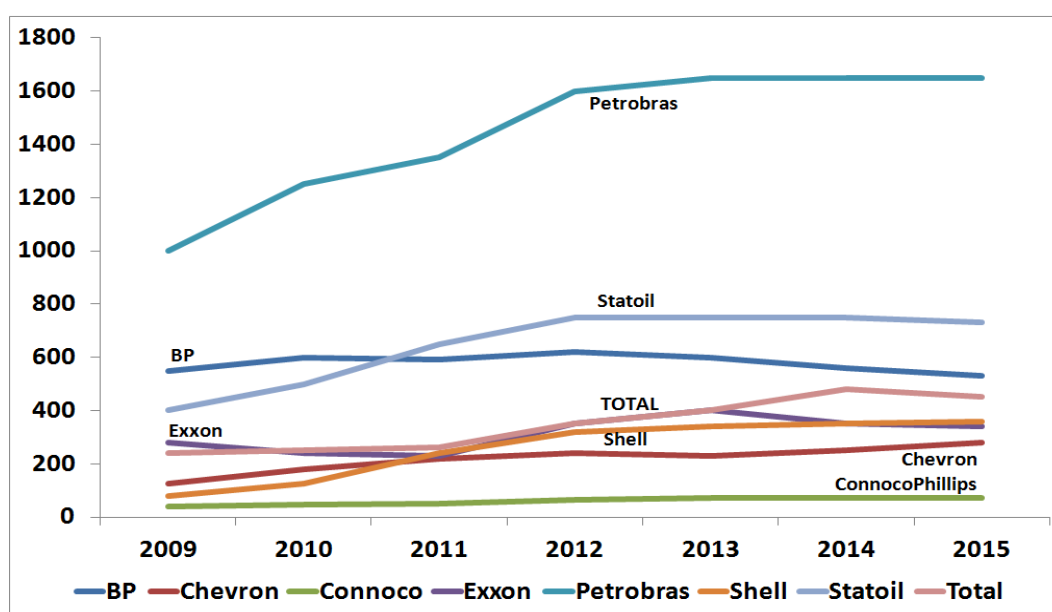
Para ilustrar o perfil de atuação das petroleiras na produção de petróleo em águas profundas, algumas figuras serão apresentadas nesta subseção. Nelas estão representados os históricos de produção dos principais atores desse segmento do *upstream*, bem como a participação relativa da produção em águas profundas, no total produzido por empresa. Também foram dispostas figuras da distribuição e da produção de cada empresa entre as diferentes regiões, bem como a participação das distintas empresas na produção de cada região. O conjunto de investidores e operadores dos projetos *offshore* de águas profundas também está ilustrado.

De tais informações, é possível apreender que a Petrobras é a líder por produzir maior quantidade, mas também porque tem seus ativos concentrados em águas profundas, e no Brasil, onde ela adquiriu significativo conhecimento da geologia e das condições de operação na localidade. Tudo isso confere vantagem competitiva para a petroleira no mercado brasileiro, já que isso se traduz em custos menores. Nessas condições, a Petrobras estaria apta a operar a maioria dos projetos do qual ela faz parte. Firms como a BP, a Chevron e a Shell

também estão entre os maiores operadores. Ademais, a maior produtora (Petrobras) e a segunda maior produtora de águas profundas (Statoil) têm os seus ativos concentrados em seu país.

A figura 10 mostra, por empresa, a produção realizada em águas profundas em todo o mundo. Ela considera a amostra das oito maiores produtoras: as seis *supermajors* e as duas NOC's, Petrobras e Statoil, as quais são referências em águas profundas. A superioridade da produção da Petrobras é grande. Ela se beneficia de ser uma das primeiras a se mover para esse mercado. A Statoil e a BP estão nas posições seguintes, mas a produção da BP já começou a declinar, principalmente, depois do ocorrido no poço Macondo. Em 2010, o pico de produção dos novos projetos da maioria das petroleiras estava situado em torno dos anos de 2013 e 2014.

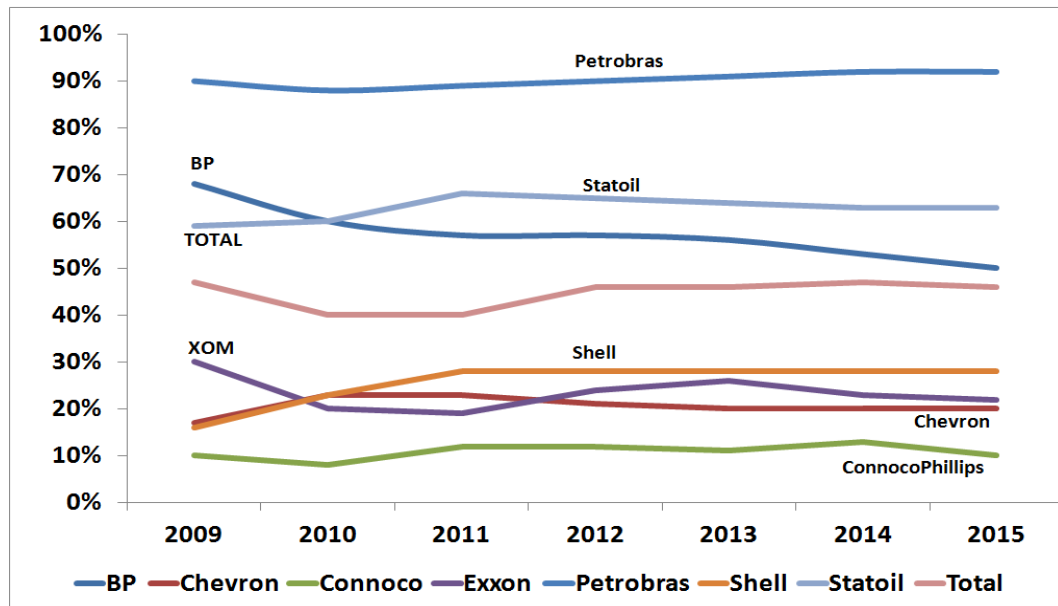
Figura 10 – Produção em Águas Profundas (histórica e projetada), em milhões de boe/dia



Fonte: Elaboração Própria, adaptado de PFC Enegy (2010)

A figura 11 demonstra qual a participação dos projetos em águas profundas na carteira de investimento das petroleiras. A única que teria mantido o nível da participação da produção em águas profundas, relativamente estável, é a Petrobras, que já está em cerca de 90% do total. As demais firmas tendem a se posicionar mais na exploração de recursos não convencionais ao redor do mundo, diversificando mais seus portfólios.

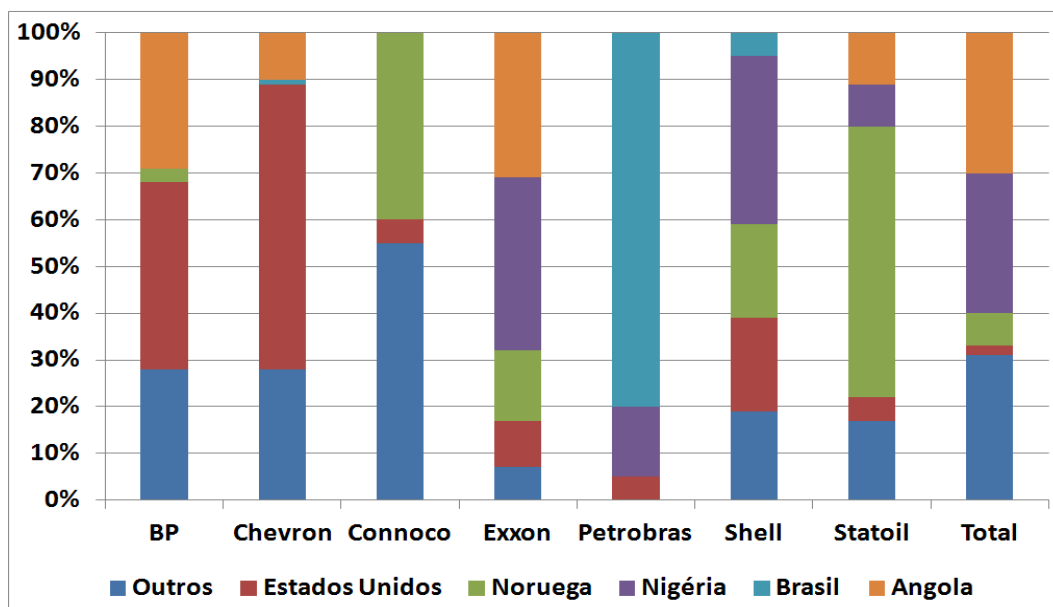
Figura 11 - Participação da produção em Águas Profundas, do total produzido por empresa (histórico e projetado), em percentual



Fonte: Elaboração Própria, adaptado de PFC Enegy (2010)

O fato é que as *supermajors* procuraram atuar nas províncias com maior potencial. A figura 12 dispõe a distribuição da produção delas em cada uma dessas regiões de E&P em águas profundas, onde algumas firmas ainda esperam realizar grandes descobertas de reservas convencionais. Fica clara a concentração das inversões da Petrobras, da Statoil e da Chevron nos seus países de origem. Enquanto a BP, a ConnocoPhillips, a Exxon; a Shell e a Total têm um portfólio com maior diversificação regional.

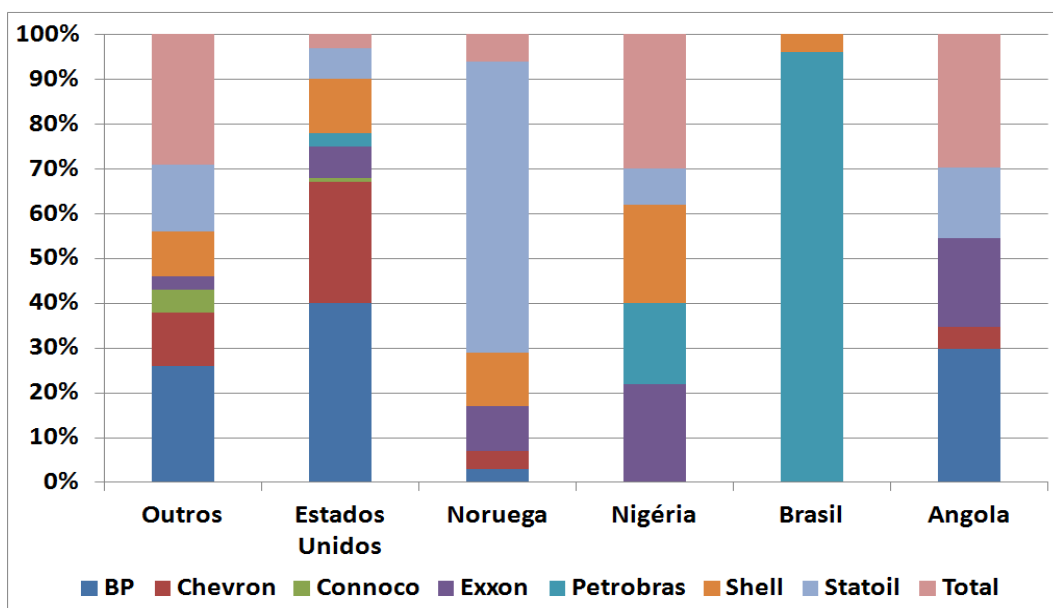
Figura 12 - Percentual da Produção em Águas Profundas por firma, por região, mboe/dia



Fonte: Elaboração Própria, adaptado de PFC Enegy (2010)

A estratégia de se posicionar em diferentes regiões reflete a necessidade das firmas de renovar reservas e adquirir *expertise* em áreas de fronteira. A figura 13 mostra a dominância das NOC's em seus mercados locais, em especial, no Brasil e Noruega, assim como a diversidade de operadores nos Estados Unidos, onde o mercado é mais competitivo.

Figura 13 - Participação de cada Empresa na Produção em Águas Profundas, por região, em percentual

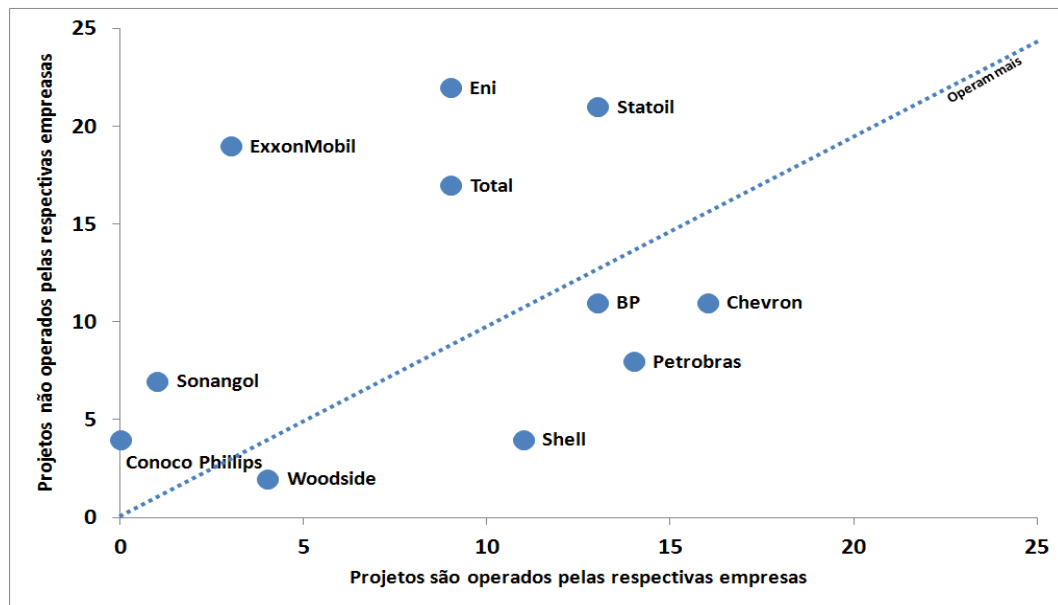


Fonte: Elaboração Própria, adaptado de PFC Enegy (2010).

As figuras 14 e 15 apresentam as empresas segundo a quantidade de empreendimentos que elas têm em sua carteira, distribuídos entre os projetos em que elas operam e os empreendimentos que as companhias não figuram como operadores. A primeira representação gráfica trata dos principais *players*, enquanto a segunda figura mostra as firmas com menor número de projetos em águas profundas. No eixo horizontal, encontra-se o número de projetos operados por empresa. Já o eixo vertical, corresponde à quantidade de empreendimentos não operados por ela, mas sim gerido por outras empresas, com as quais todos os investidores têm contrato de consórcio firmado.

É possível constatar que a Statoil é a companhia que detém mais projetos, porém não é a operadora de quase dois terços deles. Chamam a atenção a Sonangol e a ConocoPhillips que também não costumam ser operadoras. Já a Shell, a BP, a Chevron e a Petrobras operam a maioria de suas carteiras. A segunda figura mostra que há outras empresas com participação em projetos em águas profundas, mas a maioria não os opera. Desse dado surgem duas perguntas a serem respondidas ao final da tese: *por que a atividade de operação se concentra em poucas firmas? Por que predominam as supermajors na operação desses projetos e por que algumas delas também não se envolvem nessa atividade em si?*

Figura 14 – Firms Investidoras com Maior Número de Projetos em Águas Profundas

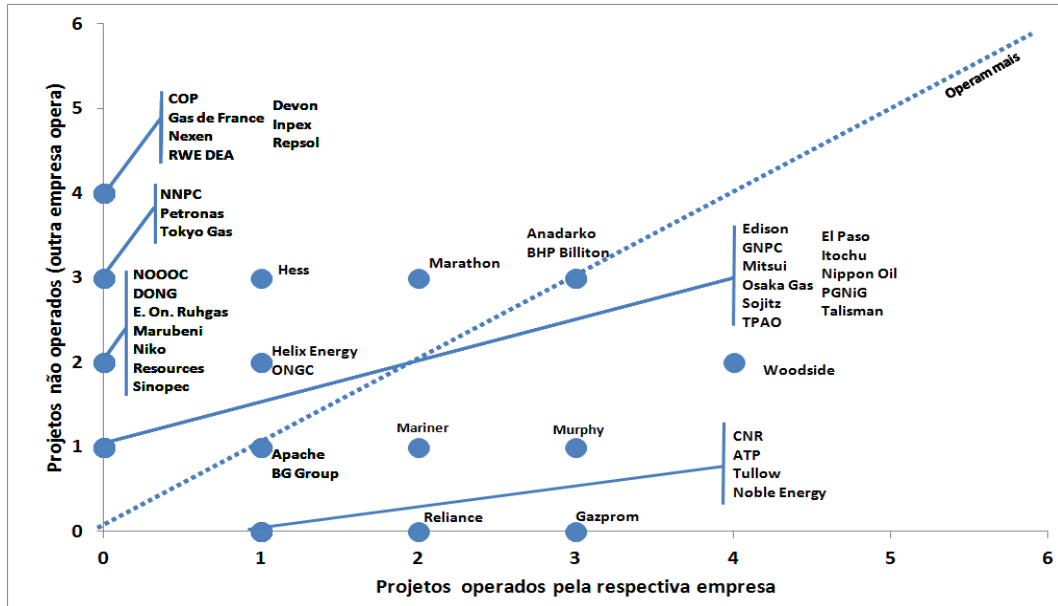


Fonte: PFC Energy (2010)

Na figura 7, é possível constatar que em grande parte dos projetos de E&P de águas profundas, nos quais as empresas independentes figuram como investidoras, elas não atuam

como operadoras. São poucas as petroleiras com capacitação e experiência para realizar esse tipo de operação. É preciso reconhecer, entretanto, que os consórcios podem ser formados por diversas empresas e, não raro, aqueles que têm maior participação no projeto são aqueles que operam.

Figura 15 - Firmas Investidoras com Menor Número de Projetos em Águas Profundas



Fonte: PFC Energy (2010)

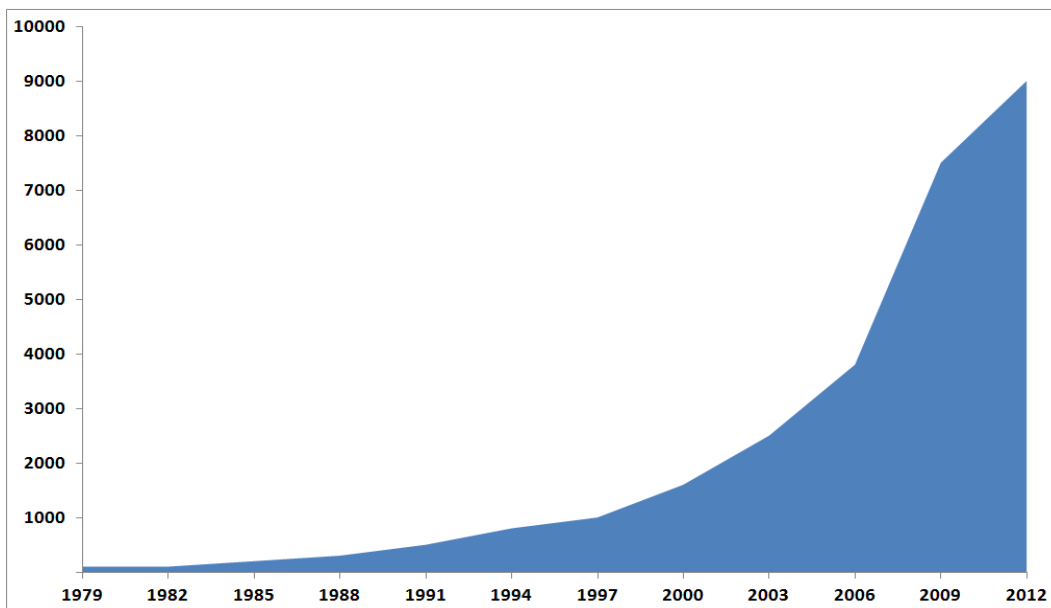
### 3.7 Evolução da Exploração e Produção em Águas Profundas

#### 3.7.1 Produção em Águas Profundas

A figura 16 demonstra que a produção em águas profundas se iniciou nos anos 1970's, mas só se tornou significativa nos 1990's, momento em que as novas tecnologias teriam sido os vetores de melhores desempenhos exploratórios do setor.



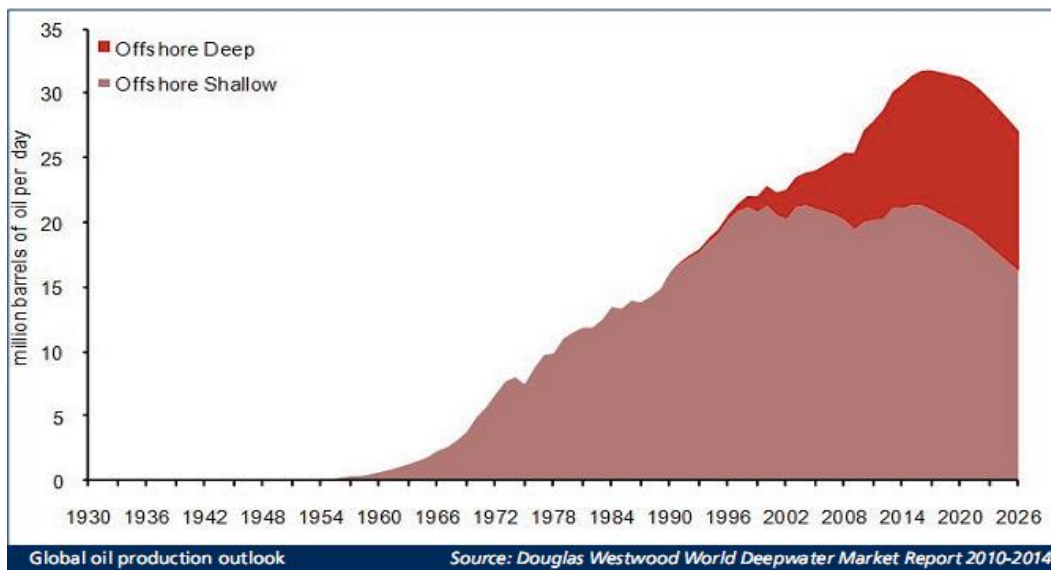
Figura 16 - Produção em Águas Profundas, entre 1979 e 2012, em milhões de boe/dia



Fonte: Elaboração Própria, adaptado de Global Oil Insight (2010)

A produção em águas rasas, por seu turno, já era relevante na década de 1960's, conforme figura 17, mas o seu pico de produção ocorreu por volta de 1995. Neste momento, a produção em águas profundas subia, mantendo positivo o crescimento da produção *offshore* global. Segundo a figura, o seu pico ocorreria em 2017.

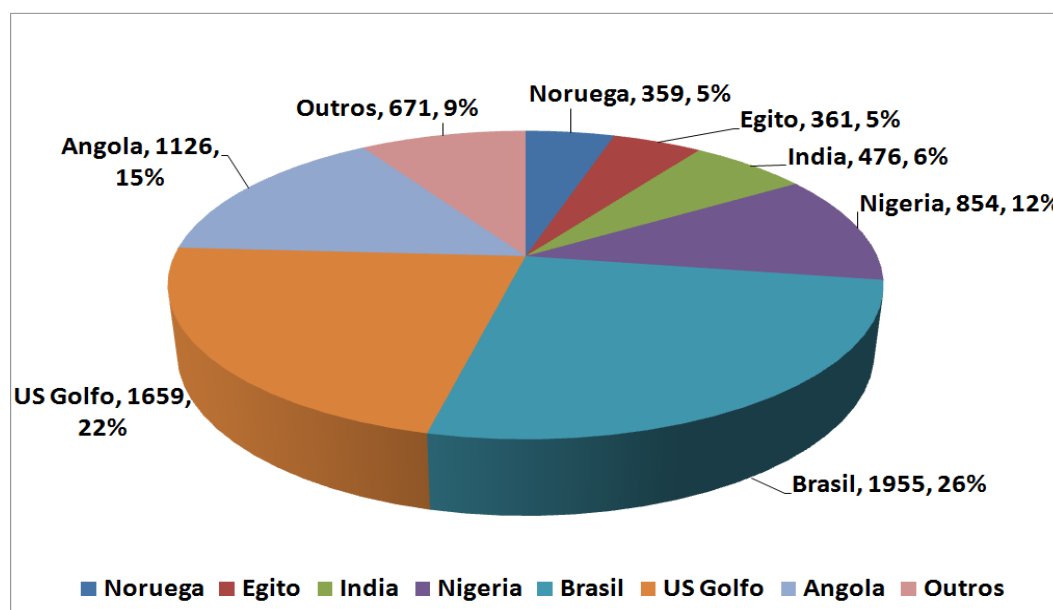
Figura 17 - Produção Offshore de Hidrocarbonetos mundial (histórica e projetada), por profundidade



Fonte: Douglas Westwood World Deepwater Market Report 2010-2014 (2010)

A figura 18 mostra a importância de Brasil, Angola e Estados Unidos na produção, pois, juntos, respondem por 63% da produção mundial de 2010 (7,5 milhões de barris de petróleo), que foi realizada abaixo dos 500 metros de lâmina d'água.

Figura 18 - Produção em Águas Profundas, em 2010, por região



Fonte: Elaboração Própria, adaptado de Global Oil Insight (2010)

Em suma, a oferta oriunda de águas profundas cresceu a um ritmo acelerado. Segundo EIA (2008), a extração em grandes profundidades era inferior a 200 mil boe/dia em 1995. Em 2001, ela teria atingido 2 milhões de boe/dia e, em 2010, ela se aproximava de 8 milhões de boe/dia (DOUGLAS WESTWOOD, 2010). Essa produção cresceu 67% apenas, entre 2005 e 2008, incrementando 2,3 milhões de barris por dia (RIGZONE, 2010). Já a recuperação de hidrocarbonetos em águas ultraprofundas começou no ano de 2004 e se esperava que ela superasse os 200 mil boe/dia em 2010, o que indica se tratar de algo novo, de onde ainda podem surgir grandes oportunidades de exploração.

Por fim, vale salientar que os campos *offshore* realizavam a maior parte das adições brutas de capacidade de petróleo convencional nos países não OPEP. Em 2007, a expectativa era a de que cerca de 180 projetos desenvolvessem por volta de 65 bilhões de barris de reservas entre 2008 e 2013 (EIA, 2008). As estimativas apontam ainda que há significativo potencial de descoberta para ser explorado, como veremos adiante.

### 3.7.2 Descobertas e Recursos por Descobrir em Águas Profundas

Segundo estimativas da IEA (2008), o total de petróleo recuperável, localizado em águas profundas e ultraprofundas, está na faixa entre 160 e 300 bilhões de barris. Os dados da Tabela 6 corroboram esse elevado potencial. Grande parte desses recursos (mais de 70%) estaria no Brasil, em Angola, na Nigéria e nos Estados Unidos, o chamado triângulo de ouro. A maioria da produção até então ocorreu no Golfo do México (GOM), nos Estados Unidos (EUA), mas essa extração vem crescendo em Angola e no Brasil, onde várias grandes descobertas ocorreram na camada pré-sal.

Tabela 4 - Potencial de Descoberta de Reservas em Águas Profundas, no Mundo

Recursos (mmbbl)	GOM	México	Brasil	Nigéria	Angola	Egito	Austrália	Noruega
<b>A Descobrir</b>	<b>50000</b>	<b>45000</b>	<b>35000</b>	<b>37000</b>	<b>20000</b>	<b>18000</b>	<b>17000</b>	<b>8000</b>
<b>Reservas Atuais</b>	<b>10000</b>	<b>0</b>	<b>15000</b>	<b>8000</b>	<b>12000</b>	<b>3000</b>	<b>8000</b>	<b>4000</b>

Fonte: StatoilHydro (2010)

Todavia, a dificuldade de IMP realizar novas descobertas nas diversas áreas ainda é significativa, especialmente, em reservatórios convencionais. Esse problema vem se traduzindo num baixo índice de renovação de reservas convencionais, por parte das petroleiras. Dados da ODS-Petrodata (2010) apontam que, ao longo da década de 1980, a proporção entre descobertas *onshore* e *offshore* esteve relativamente equilibrada. A partir dos anos 1990, as descobertas *offshore* se tornaram mais representativas e, desde a segunda metade da referida década, as reservas descobertas em águas profundas, em média, têm sido mais expressivas. Segundo Henry S. Pettingill e Weimer (2002) as descobertas teriam sido da ordem 58 bilhões de barris ao longo de toda a década supracitada e até aquele momento somente 20% das reservas havia sido desenvolvida.

Na verdade, o ambiente exploratório *offshore* em águas rasas já atingiu certo grau de maturidade. Em média, ele tende a ser menos atrativo do que as áreas em águas profundas, ainda que o último tenha uma estrutura de custos superior. Essa condição foi antecipada há décadas, conforme aponta Warman (1978), por exemplo, que afirmava haver elevado o potencial de descoberta de grandes reservatórios, com muitas reservas e alta produtividade, em bacias localizadas nas profundidades oceânicas. No entanto, a dificuldade e o custo para

descobrir e produzir essas reservas inviabilizava grande parte das iniciativas exploratórias nessa direção.

Nos últimos anos, os recursos situados no *offshore* foram importantes para a renovação das reservas de petróleo. Apesar de diversas previsões apontarem para a redução na oferta das últimas três décadas, as reservas de petróleo teriam ficado mais abundantes ao longo desse período. De acordo com BP (2010), a taxa de reservas provadas por produção R/P (reservas/produção) mundial cresceu de 31 anos, em 1973, para 42 anos em 2008. Desde então, novos horizontes de descoberta e exploração vêm emergindo. Depois do primeiro choque do petróleo as reservas cresceram cerca de 80%, mesmo com o contínuo aumento da produção.

No Brasil, as atividades petrolíferas em grandes profundidades vêm logrando alto índice de sucesso exploratório. Até o momento, o Brasil registrou um indicador de 82% nas campanhas da camada pré-sal e 64% em campanhas exploratórias nos demais ambientes (PETROBRAS, 2013). O país atingiu a liderança no que tange às maiores descobertas da década, criou-se um círculo virtuoso em torno delas. Ademais, o potencial remanescente ainda sustenta o alto grau de atratividade do país em geral, e da província do pré-sal, em particular. De fato, a magnitude dos reservatórios é um importante incentivo às inversões das petrolíferas e novas descobertas retroalimentam as campanhas exploratórias em uma região.

O primeiro incentivo se fundamenta nos elevados níveis de preços do petróleo. O segundo se baseia no acesso à informação, a baixo custo, acerca da alta probabilidade de se encontrar hidrocarbonetos na região. Diante dos altos riscos da atividade, os agentes se movem de modo estratégico, de modo a esperar que outro agente realize uma descoberta em certa área para, então, adquirir os direitos de explorar e colocar em marcha os seus investimentos e as suas campanhas exploratórias em áreas adjacentes. Essa é uma prática comum na indústria.

A partir desse mecanismo, alimenta-se um círculo virtuoso, em que campanhas exploratórias bem sucedidas estimulam e facilitam outras novas descobertas em regiões próximas. O limite desse processo pode ser atingido, basicamente, por cinco elementos: i) esgotamento físico dos recursos; ii) conhecimento insuficiente das formações geológicas; iii) indisponibilidade de capital para investir; iv) inviabilidade tecnológica ou econômica dos projetos; v) e barreiras regulatórias.

De acordo com dados da ANP (2011), em seis anos o número de descobertas de petróleo e gás no Brasil dobrou, passando de 75 indícios de hidrocarbonetos, em 2005, para 149, em 2010. Ao longo dos anos 2000's foram realizadas mais de 960 descobertas no Brasil.

Embora os dados relativos aos indícios não expressem a existência de reservas comercializáveis, eles ilustram o nível de atividade do setor, que se mostrou bem aquecido no país ao longo do último quinquênio. A Tabela 5 apresenta algumas das grandes descobertas de hidrocarbonetos na última década, com destaque para a forte presença dos campos localizados no Brasil, onde foram encontradas as principais reservas de petróleo no período, a maioria delas em águas profundas.

**Tabela 5 - Principais Descobertas de Hidrocarbonetos, nos anos 2000, no Mundo**

País	Campo	Descoberta	Operadora	Reservas Estimadas
Brasil	Libra	2010	Petrobras	3,7-15 bilhões de boe
Brasil	Lula	2006	Petrobras	5-8 bilhões de boe
Brasil	Júpiter	2008	Petrobras	Até 8 bilhões de boe
Brasil	Franco	2010	Petrobras	4,5 bilhões de boe
Brasil	Iara	2008	Petrobras	3-4 bilhões de boe

Fonte: Rigzone, ANP e Petrobras (Elaboração Própria)

Os tamanhos dos reservatórios descobertos foram surpreendentes, ainda no período de inércia dessa nova fronteira exploratória, que se constitui na fase inicial na curva de aprendizagem, quando ainda não se conhece o suficiente do ambiente explorado. É sabido que muitos avanços técnicos já foram logrados, mas outros tantos são desejados e requeridos para que esses recursos sejam bem aproveitados. Vale dizer que, atualmente, a bacia brasileira do atlântico é o maior laboratório de pesquisa e desenvolvimento (P&D) *offshore* do mundo. Somente no parque tecnológico da UFRJ, no Rio de Janeiro, há 22 empresas com atividades de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias voltadas para o setor de petróleo, além do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras, conhecido como CENPES.

Tudo indica que as melhorias de desempenho ao longo da curva de aprendizagem são significativos nos projetos *offshore* de águas profundas. Por essa razão, à medida que avança o conhecimento sobre essas formações e sobre novas tecnologias, há uma tendência de melhorar os indicadores relativos aos seguintes aspectos, a saber: i) às descobertas; ii) à produtividade dos poços; iii) ao fator de recuperação de petróleo; iv) à rentabilidade da produção; v) e à capacidade de mitigar os riscos e os possíveis impactos ambientais.

Por outro lado, quando analisamos o desempenho agregado da indústria petrolífera nos anos 2000, a média de reservas descobertas por ano esteve abaixo das duas décadas anteriores, e essa média vem caindo. Entre o ano 2000 e 2006, ela esteve em cerca de 25 milhões de barris anuais. Esses resultados inferiores foram obtidos, a despeito dos maiores investimentos realizados pela indústria, desde os anos 2000 (EIA, 2008). A elevação dos custos<sup>29</sup> fez com que o crescimento nominal dos investimentos não resultasse no aumento proporcional das atividades do *upstream* em termos físicos. Isso contribuiu para frear as campanhas exploratórias e, conseqüentemente, o ritmo de descobertas, mesmo com os altos preços do petróleo. A inflação nos preços dos insumos ainda é preocupante.

Ademais, os custos da perfuração em águas profundas são maiores, em primeiro lugar, porque a profundidade do reservatório tende a ser maior e, em segundo lugar, quando o preço das sondas ou as suas tarifas de aluguel estão mais caras. Isso também ocorre porque a utilização da técnica de perfuração direcional (horizontal) é predominante, aumentando ainda mais a quantidade de metros perfurados ao final. Ela é mais adequada porque aumenta o fator de recuperação do campo, embora seja mais onerosa. Nunca é demais lembrar que a perfuração é um dos elementos mais caros da estrutura de custos de um projeto de E&P de petróleo. Mas, mesmo sendo mais onerosa, a exploração em águas profundas continua atraindo investimentos. A próxima subseção reúne informações sobre as inversões em E&P em águas profundas.

### **3.8 A Evolução dos Investimentos no *Upstream* de Águas Profundas**

A expectativa é que os investimentos totais em águas profundas continuem a crescer. Entre 2001 e 2005 eles foram da ordem de US\$ 58 bilhões e se estima que cheguem a US\$167 bilhões entre 2010 e 2014. Assim, praticamente triplicariam em uma década. Por volta de 85% dessas inversões crescentes vêm se direcionando para as três regiões mais promissoras, a saber: América do Norte, Brasil e Oeste da África. Os maiores aumentos ocorrem na América do Sul e na África, enquanto nos Estados Unidos e na Europa os dispêndios se reduziram. Na Ásia, ocorreram mais de 10% das inversões, em países como a Indonésia, a Índia e a Malásia (DOUGLAS-WESTWOOD, 2007; 2010).

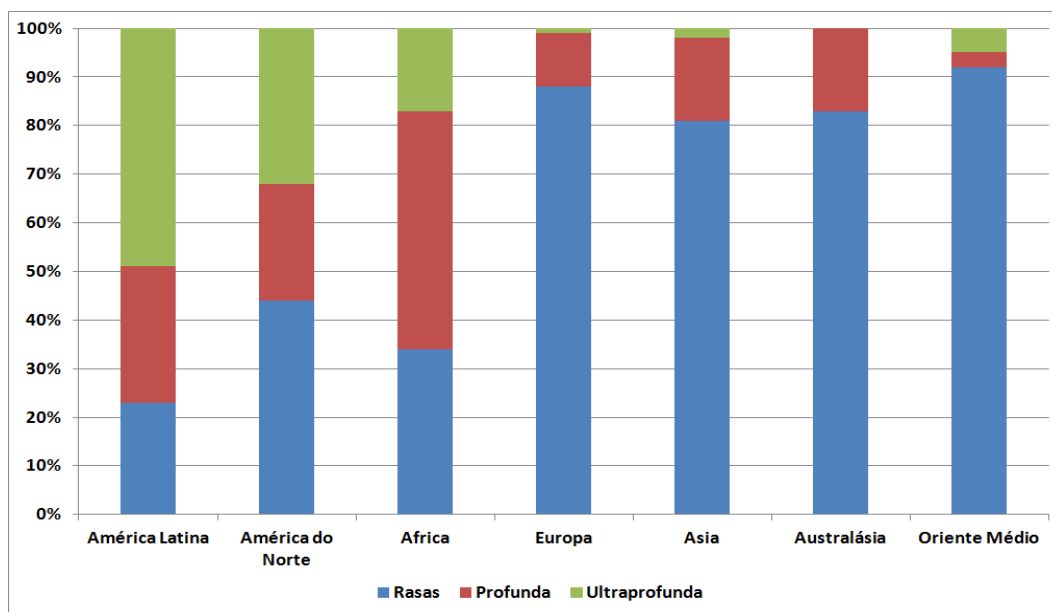
Conforme dados da Simmons & Company (2011), os investimentos em exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas já representam mais da metade dos

---

<sup>29</sup> Este tema será tratado em detalhes no próximo capítulo.

investimentos totais no ambiente *offshore*, como se apresentam na figura 19, os investimentos em exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas já representam mais da metade dos investimentos totais no ambiente *offshore*.

Figura 19 - Distribuição Regional dos Investimentos em E&P por Região, por Profundidade



Fonte: Elaboração Própria, adaptado de Simmons & Company (2011)

De acordo com Oliver Wyman (2008, p.2), os investimentos em águas profundas realizados apenas na atividade de perfuração, ao redor do mundo, envolveram um *CAPEX* médio de 10 bilhões de dólares anuais entre 2003 e 2006, o equivalente a 23% do total gasto em perfuração *offshore* naquele período. A estimativa era que esse valor dobrasse de tamanho entre 2008 e 2012 e mantivesse uma média de US\$ 20 bilhões anuais ao longo do referido período, sendo que esse valor se refere apenas às atividades de perfuração. Já as inversões em águas rasas foram superiores e atingiram uma média anual de *CAPEX* da ordem de 35 bilhões de dólares. A expectativa era que a média se mantivesse em 50 bilhões de dólares entre 2007 e 2012.

No entanto, a partir de 2001, os investimentos em águas profundas resultaram em mais descobertas (em termos de reservas) do que as inversões em águas rasas, onde o volume de capital empregado foi superior (EIA, 2008). Adicionalmente, o crescimento dos investimentos em termos nominais foi maior do que a magnitude do aumento físico na produção, o que expressa uma trajetória inflacionária bem definida na indústria. Isso adiciona riscos à

atividade petrolífera (BREWER e MCKEEMAN, 2011). Este tema será elaborado com mais riqueza de informações e análises no próximo capítulo desta tese.

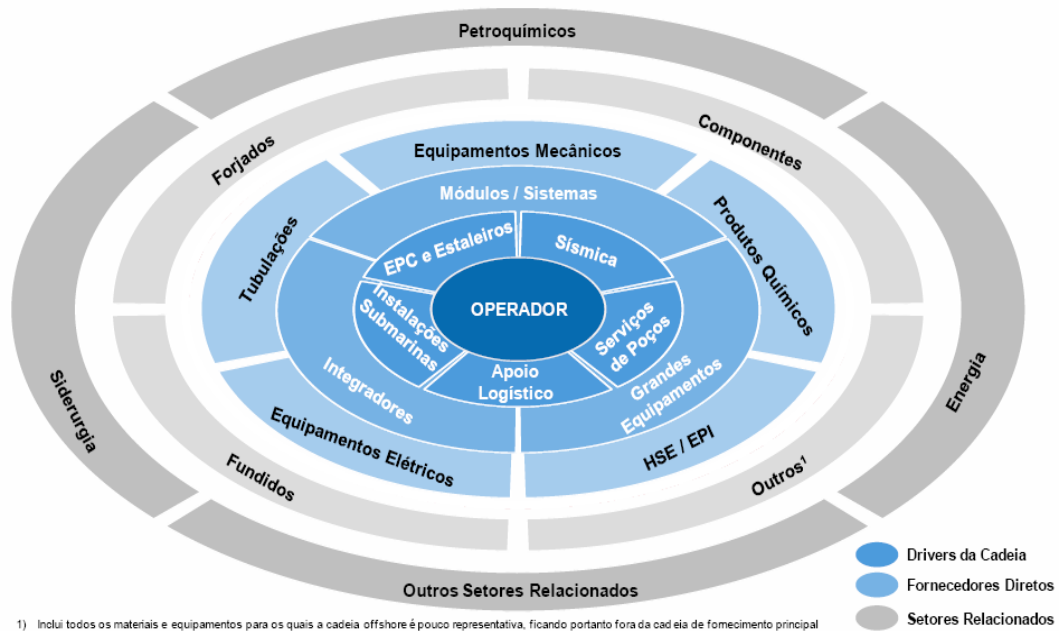
O fato é que as petroleiras estão investindo cada vez mais na fronteira *offshore* profundo. As *supermajors* do petróleo estão se movendo em direção à exploração em distâncias cada vez maiores da costa e a profundidades cada vez mais desafiadoras (PFC ENERGY, 2011). Isso exige capacitação tecnológica e financeira para descobrir e produzir nessas condições, mas petroleiras não dependem apenas de suas próprias competências, elas podem contratar equipamentos e serviços das parapetroleiras, que conformam um setor tão complexo quanto os projetos de E&P *offshore*. Na próxima seção, essa indústria fornecedora será apresentada.

### **3.9 A Estrutura da Indústria de Fornecimento de Bens e Serviços**

A indústria de serviços e equipamentos de exploração e produção de petróleo e gás engloba empresas de distintas naturezas que prestam serviços geofísicos, geológicos, e outros serviços de exploração e produção de hidrocarbonetos sobre uma base contratual. Essas companhias adquirem insumos de diversos setores da economia, tornando relativamente complexa a cadeia completa do setor de petróleo. A representação gráfica da Figura 20 a caracteriza segundo as relações estabelecidas entre seus fornecedores. Fica evidente a centralidade da figura do operador e os importantes papéis dos *drivers* da cadeia que coordenam os fornecedores diretos, os quais, por sua vez, demandam dos demais setores relacionados.



Figura 20 - Caracterização da Cadeia de Fornecimento de Bens e Serviços Offshore



Fonte: ONIP (2011)

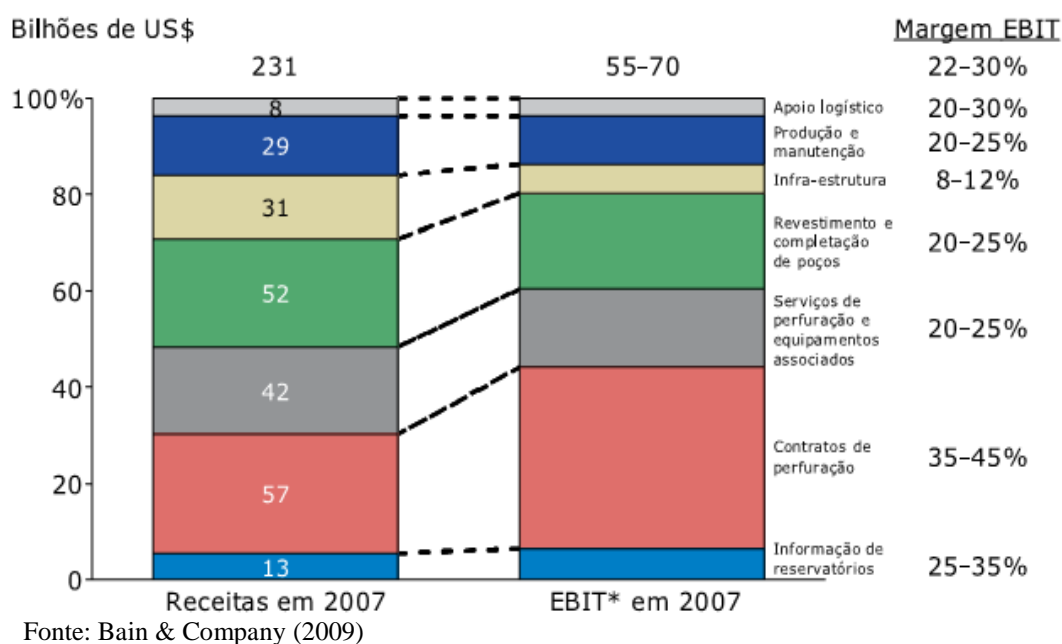
Não existe um critério padrão para segmentar o setor de serviços e equipamentos de exploração e produção de petróleo e gás. A *Eastern Research Group, Inc.* (ERG, 2011, p.1) organizou a indústria em dezessete subdivisões. Já a ONIP (2011) usa a classificação da Figura 13, com os oito segmentos principais, representados na tonalidade azul mais escuro, à exceção do operador. O estudo da FD Capital (2010) utiliza 32 classes. Para os propósitos desta tese, classificaremos em oito grupos de referência, os quais correspondem às mesmas categorias utilizadas pelo estudo de Bain e Company (2009, p.121), definidas a seguir:

- 1) Informação de reservatórios: identificar potenciais reservatórios;
- 2) Contratos de perfuração: perfurar poços;
- 3) Serviços de perfuração e equipamentos associados: atividades e equipamentos de suporte à perfuração, medição e registro;
- 4) Revestimento e completação de poços: preparar poços para a produção;
- 5) Infraestrutura: desenhar, construir e montar a infraestrutura destinada à produção;
- 6) Produção e manutenção: atuar na operação e suporte da infraestrutura de produção;
- 7) Apoio logístico: transportar insumos, equipamentos e pessoas;

8) Desativação: executar o encerramento da produção de um poço.

Há que se considerar, entretanto, que o oitavo grupo não é relevante em termos de geração de valor e, portanto, não é representado nas figuras e análises. Os demais grupos podem ser identificados na figura 21, que mostra a distribuição entre os segmentos do total de receitas auferidas pela indústria. No ano de 2007, ela foi de US\$231 bilhões. Os lucros foram estimados entre US\$55 bilhões e US\$70 bilhões. A maioria dos sub-setores possuía margens de lucro oscilando entre 20% e 30% das receitas. Eram dois os casos extremos que compunham as exceções. O primeiro era o setor de infraestrutura, com margem que não passava entre 8% e 12%. Por essa razão, os nichos dessa indústria enfrentaram dificuldades no período recente. O segundo era o de contratos de perfuração, que chegava a ter margem de 45% da sua receita. Eles eram os setores com maior e menor rentabilidade da indústria, respectivamente.

Figura 21 - Receitas e Rentabilidades dos Segmentos



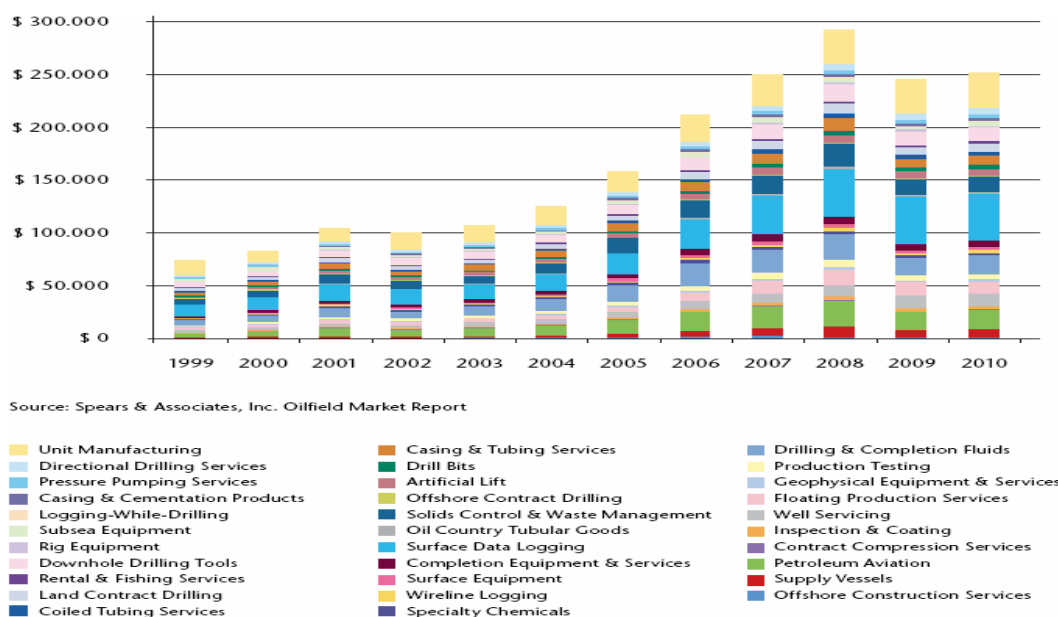
Outra forma de organizar a indústria para fins analíticos é a partir de seus principais agentes. Existe certa heterogeneidade entre as parapetroleiras em termos de capacitações e natureza dos serviços e equipamentos oferecidos. Os seis principais atores que operam nessa indústria recebem as seguintes denominações:

1) Integradores: grandes empresas que fornecem serviços de maior conteúdo tecnológico. Via processo de F&A, elas se estabeleceram em vários outros segmentos;

- 2) Perfuradores (Drillers): dedicadas ao fornecimento de serviços de perfuração;
- 3) EPCistas: originalmente forneciam serviços de engenharia, compras e construção;
- 4) Fabricantes de equipamentos: oferta de equipamentos, consumíveis e serviços.
- 5) Empresas de apoio logístico: serviços de transporte de insumos e equipamentos;
- 6) Empresas de nicho: focadas em mercados específicos (ex.: aluguel de barcos).

Deve-se compreender que a indústria parapetrolífera é bastante peculiar, pois é, ao mesmo tempo, fragmentada e concentrada. Fragmentada, porque há muitas empresas altamente especializadas. A raiz dessa fragmentação pode ser percebida na figura 22, a qual mostra fragmentos da indústria. De fato, uma empresa especializada pode atuar exclusivamente em um deles (SMITH, 2011).

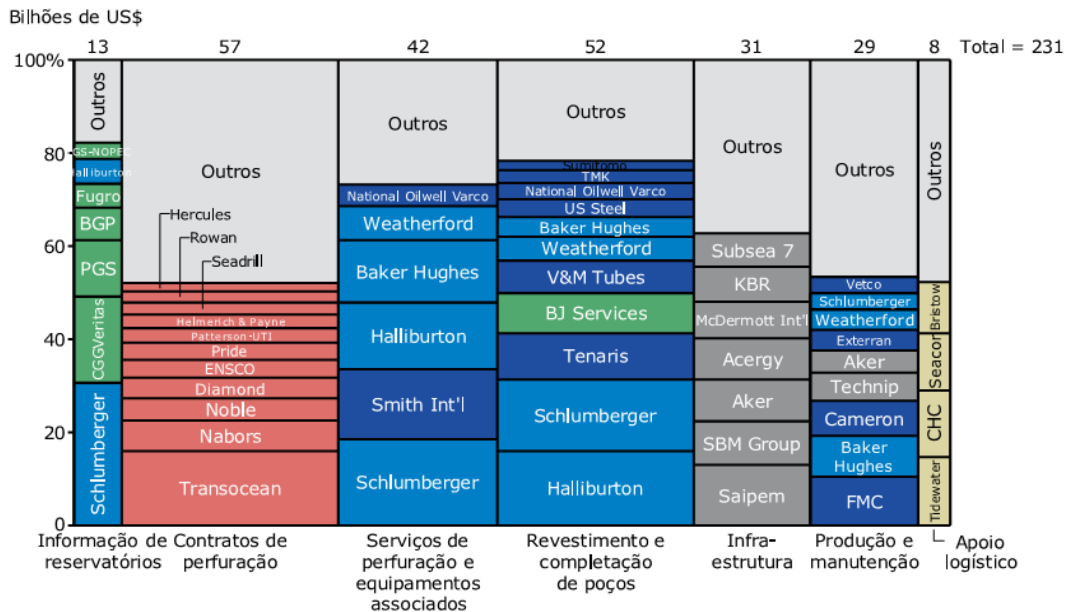
Figura 22 - Participação de Mercado de 32 Classes de Equipamentos e Serviços



Fonte: FD Capital (2010)

A indústria também é concentrada porque em cada um de seus segmentos os líderes possuem grande *market share*. A Figura 23 representa, no eixo vertical, a participação relativa de cada empresa nos segmentos existentes. No eixo horizontal ela mostra a importância de cada segmento no total de receitas da indústria. Apesar dos integradores (em azul claro) deterem participação de mercado significativa em vários segmentos, eles não participam do segmento de infraestrutura e de contratos de perfuração, que são os dois extremos em termos de rentabilidade.

Figura 23 - Receitas dos fornecedores de serviços e equipamentos de E&P em 2007



Fonte: Bain & Company (2009)

Esses segmentos são dominados por empresas mais focadas. O primeiro é liderado pela Smith International e o segundo pela Transocean. Ambos os segmentos envolvem elevados requisitos de capital e são pouco intensivos em tecnologia. De acordo com Bain & Company (2009, p.124), tais características motivaram os integradores a abandonar esses segmentos no passado para que pudessem se concentrar naqueles que eles consideravam estratégicos. O *market share* das seis maiores empresas, quanto às receitas da indústria, são as seguintes: Schlumberger (9%); Halliburton (6,5%); Baker Hughes (4,5%); Transocean (4%); Weatherford (3%); Smith International (3%).

A Schlumberger é o maior integrador e a líder entre todas as parapetroleiras. Seu principal negócio é o fornecimento de serviços e equipamentos relacionados com a caracterização do subsolo e fluidos localizados nele. O segundo maior integrador é a Halliburton. Sua principal *expertise* é o desenvolvimento tecnológico e o fornecimento de serviços e equipamentos que visam a melhoraria dos processos empregados nos diversos elos da cadeia do *upstream*, em especial, na perfuração e completção de poços.

Já a Baker Hughes era o terceiro maior *player*. Conforme FD Capital (2010, p.50), suas recentes aquisições a tornaram líder dos serviços de cimentação para completção de poços. Ela atua de forma significativa em três segmentos, a saber: i) serviços de perfuração e equipamentos associados; ii) revestimento e completção de poços e; iii) produção e

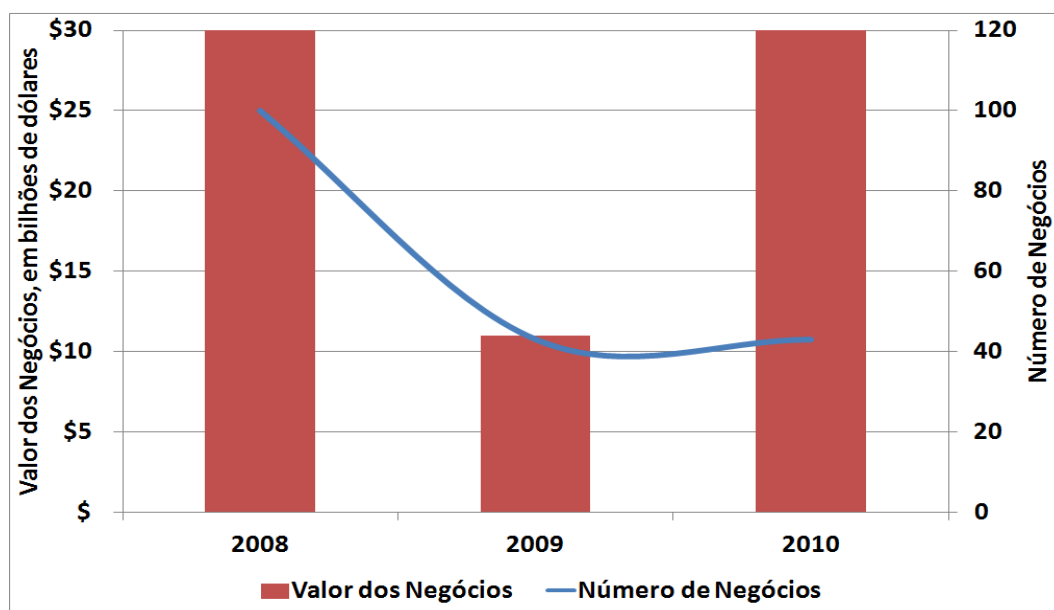
manutenção. O quarto maior integrador, a Weatherford, também estava mais dedicado a essas mesmas três atividades. Trata-se da quinta maior empresa da indústria.

A Transocean, por sua vez, era a líder do segmento de contratos de perfuração e a quarta maior da indústria. Está focada em serviços *offshore* e possui a maioria das sondas apropriadas para águas profundas. Ela é o resultado do processo de fusões e aquisições (F&A) de várias companhias deste segmento, desde os anos 1990. No período recente o processo de concentração continuou envolvendo grandes volumes de recursos, como se pode observar na figura 24. A exceção é o ano de 2009, quando os efeitos do ciclo econômico ainda pesavam sobre a economia. Naquele momento os preços do petróleo se mantinham muito abaixo do registrado até meados de 2008 e o ritmo das atividades da indústria se desacelerou. Em 2010, o número de negócios não se alterou, mas a magnitude dos valores envolvidos voltou aos patamares de 2008, indicando que os negócios envolveram firmas de maior porte.

Apenas para citar alguns exemplos, é possível enumerar três grandes aquisições, ocorridas recentemente nesse mercado. Até 2010, a Smith International era a sexta maior parapetroleira do mundo e o seu core business estava baseado no fornecimento de serviços de perfuração e equipamentos associados, quando a companhia foi adquirida pela Schlumberger por USD\$ 11,3 bilhões. No mesmo ano de 2010, a BJ Services foi comprada pela Baker Hughes pelo valor de USD\$5,5 bilhões. A transação chegou a ser questionada por órgãos de defesa da concorrência (COMPETITIVE IMPACT STATEMENT, 2010). Em 2011, a Transocean teria adquirido a Aker Drilling por USD\$ 1,43 bilhões (ERNST & YOUNG, 2011, p. 33).

Em Iooty (2004) é possível encontrar as principais operações de fusão e aquisição realizadas pelas líderes de mercado Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton desde 1984 até 1998. A autora constata uma forte correlação entre a evolução da diversificação tecnológica dessas três firmas com os movimentos de concentração por elas realizados.

Figura 24 - Negócios Globais de Fusão e Aquisição na Indústria Parapetrolífera, entre 2008 e 2010, em valores e em número de negócios



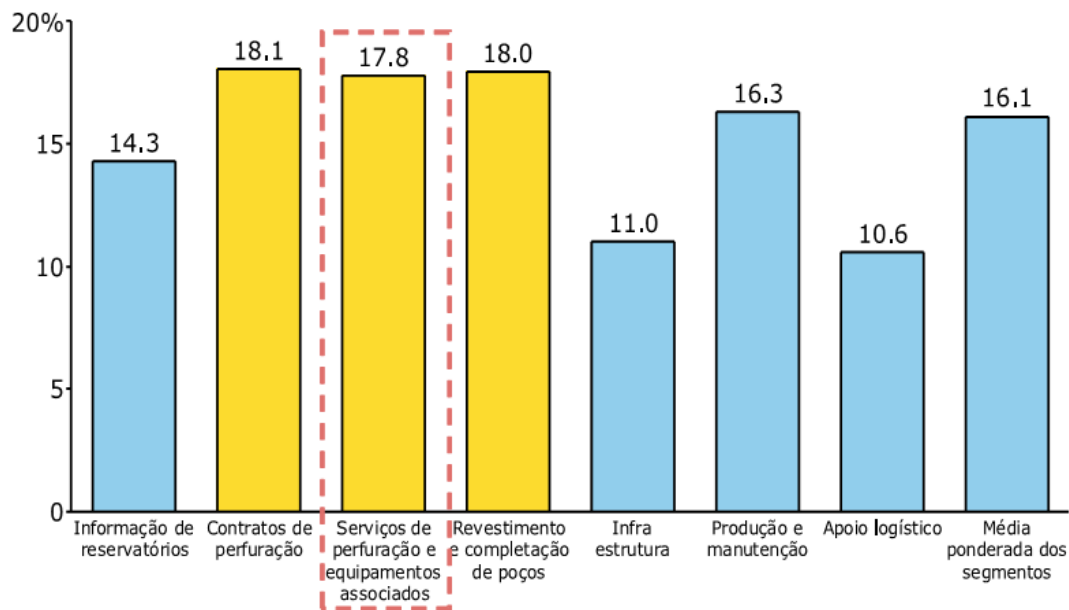
Fonte: Elaboração Própria, adaptado de Ernst Young (2011)

O processo de consolidação no setor parapetrolífero se impulsionou no período do contrachoque do petróleo. Apesar das inúmeras aquisições empreendidas pelos integradores, a fragmentação da indústria praticamente não sofreu alteração na maior parte dos anos 2000. Isso porque foram adquiridas pequenas empresas com o fito de incorporar capacitações ou tecnologias relevantes à sustentação e consolidação da liderança tecnológica nos seus segmentos de atuação (BAIN & COMPANY, 2010, p.129). Apesar do intenso processo de consolidação ocorrido nos últimos anos, ainda há muitas pequenas empresas de serviços, mas a maioria delas apenas processa e comercializa dados sísmicos (ERG, 2011).

A indústria de serviços é dominada pelo setor de perfuração, o qual gera cerca de um terço das receitas reportadas pela indústria. A estrutura oligopolizada da indústria parapetrolífera está associada à elevada intensidade de capital da atividade de perfuração *offshore*, em especial, em águas profundas (ERG, 2011). Porter (1998) e Marc (2010) também chamam a atenção para as fortes barreiras à entrada, que contribuem para manter a concentração desse setor. Os requerimentos de *expertise* técnica também são bastante elevados. Para realizar contratos com as *supermajors*, uma parapetrolífera tem que demonstrar capacitações suficientemente elevadas. Ela deve oferecer trabalhadores altamente qualificados e com experiência, seguindo regras estritas de segurança. Desta forma, a tendência é que a concentração só aumente com o processo de consolidação.

A figura 25 mostra a média histórica de crescimento dos oito segmentos discutidos entre 1999 e 2007. Vale salientar que o maior crescimento ocorre nas atividades relacionadas à perfuração (por volta de 18%), as quais estão destacadas na figura. A média ponderada de crescimento do conjunto deles foi da ordem de 16%. A seguir, abordaremos os principais aspectos da evolução dos segmentos de sísmica, perfuração e construção; o crescimento de cada mercado e as tendências futuras em termos de demanda e preços.

Figura 25 - Crescimento Médio Anual Ponderado dos segmentos do setor parapetrolífero



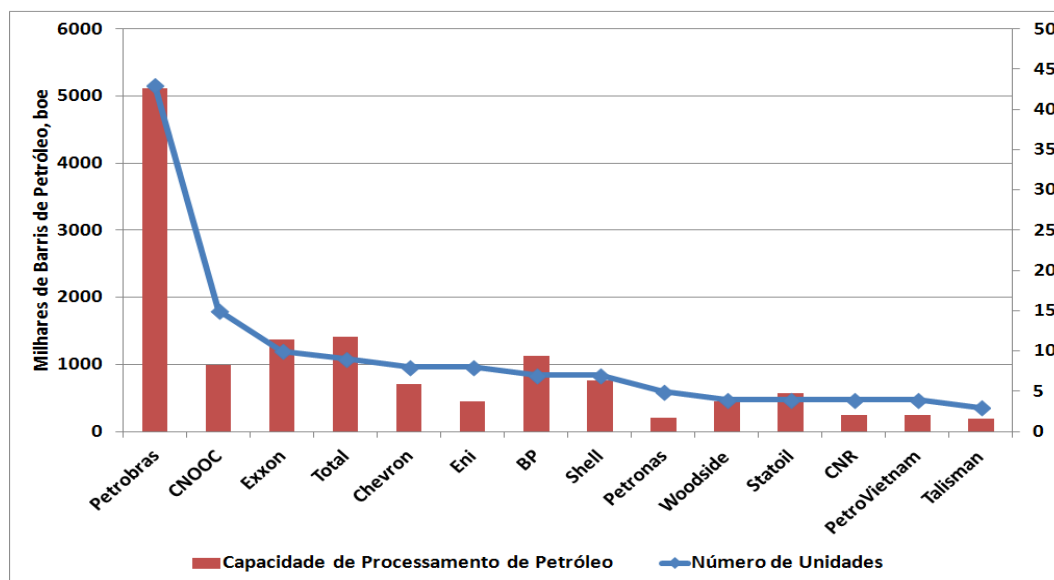
Fonte: Bain & Company (2009)

O mercado de aquisição e processamento de dados sísmicos já convivia com excesso de capacidade antes da moratória nos Golfo do México, a partir de quando as atividades se reduziram e a ociosidade aumentou mais. Desde então, a tendência era de redução da oferta desse serviço e aumento do preço em um cenário de aumento da sua demanda. As atividades de perfuração *offshore*, por seu turno, cresceram 9% na primeira metade de 2010, depois de caírem 11% em 2009. A expansão na China e no Brasil, por exemplo, compensou parte da queda no GOM, mantendo a média mundial da taxa de utilização de sondas em 80%. As tarifas das sondas jaquetas caíram entre 40% e 50%, e das semissubmersíveis (para águas profundas) de 20% a 30%. Ainda assim, seria possível preservar as perspectivas dos projetos de águas profundas, caso o petróleo permaneça acima de US\$ 60 por barril (IFP, 2010, p.13-21).

No que se refere ao segmento de construção *offshore*, na média, foi possível constatar uma relativa estabilidade em seu mercado. Entre 2005 e 2010, o número de projetos de construção de *offshore* dobrou. Com a queda do preço do petróleo a taxa de crescimento desacelerou de 30%, em 2008, para 7%, em 2009. Já na primeira metade de 2010 houve queda de 20%. Por outro lado, a construção de equipamentos de *subsea* cresceu 28% neste período. Esta divergência de tendência de curto prazo sinaliza que os novos projetos estão localizados em campos com maiores reservas, onde são perfurados mais poços. Exemplo disso é que a Petrobras planejava perfurar, em média, entre 150 e 200 poços por ano até 2020 (IFP, 2010, p. 22-26).

No mercado de unidades flutuantes, como se pode observar nas figuras 26 e 27, as expectativas são promissoras. Projeta-se uma procura de 120 a 175 novas unidades entre 2011 e 2015. A taxa de utilização é superior a 95% das 250 unidades em operação ou disponíveis, um número duas vezes maior do que o que existia em 2001. Do total de unidades, 62% eram de FPSO's, 17% de TLP, 9% SPAR e 5% de embarcações de regaseificação de GNL. A Petrobras possuía 43 FPSO's, com capacidade total de processar 5,1 milhões de boe/dia.

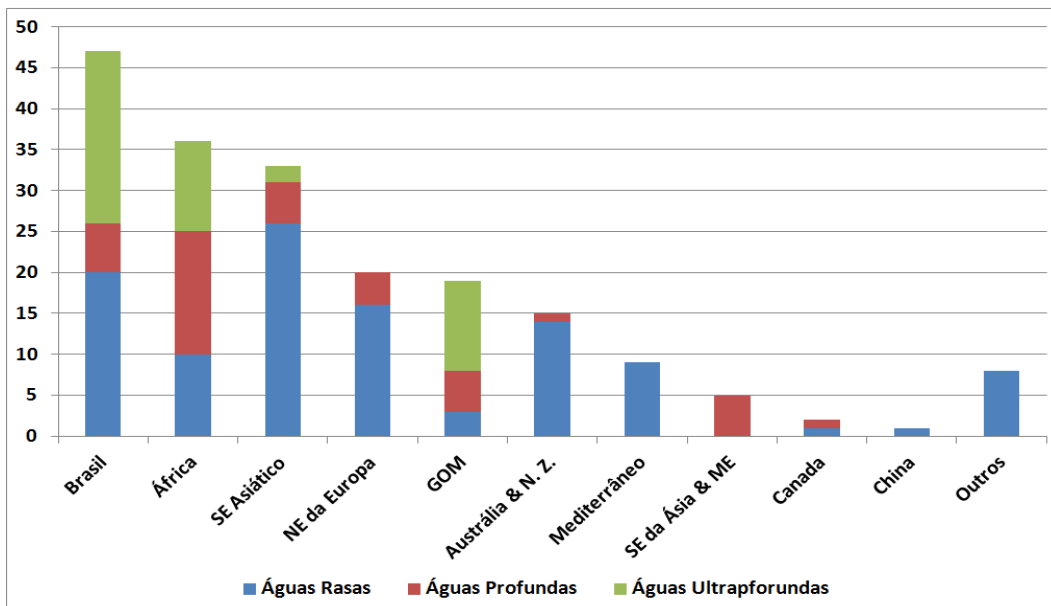
Figura 26 - FPSO's em Operação ou Encomendadas



Fonte: Oil and Gas Journal (2011)



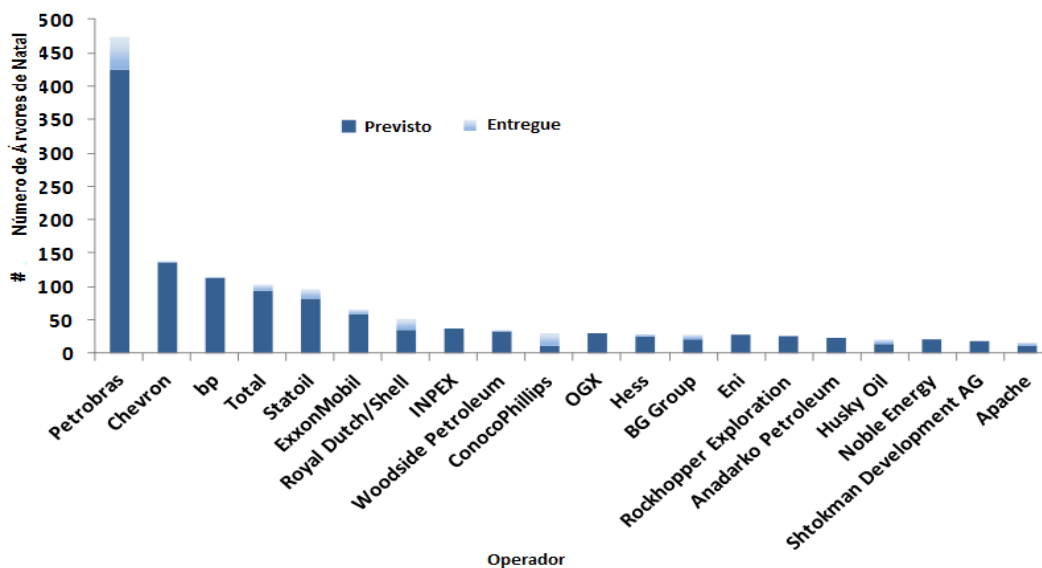
Figura 27 - Projetos de Unidades Flutuantes no Estágio de Planejamento



Fonte: Oil and Gas Journal (2011)

Além disso, a demanda nos demais segmentos da indústria parapetrolífera também se manteve alta dada a magnitude dos campos. Segundo CLSA (2012), os campos *offshore* brasileiros, por serem grandes, requerem o emprego de maior número de árvores de natal molhadas. Desta forma, o Brasil responderá por 28% do total da demanda mundial de árvores de natal nos próximos 6 anos. A figura 28 demonstra com clareza a superioridade da demanda da Petrobras em relação aos demais *players*.

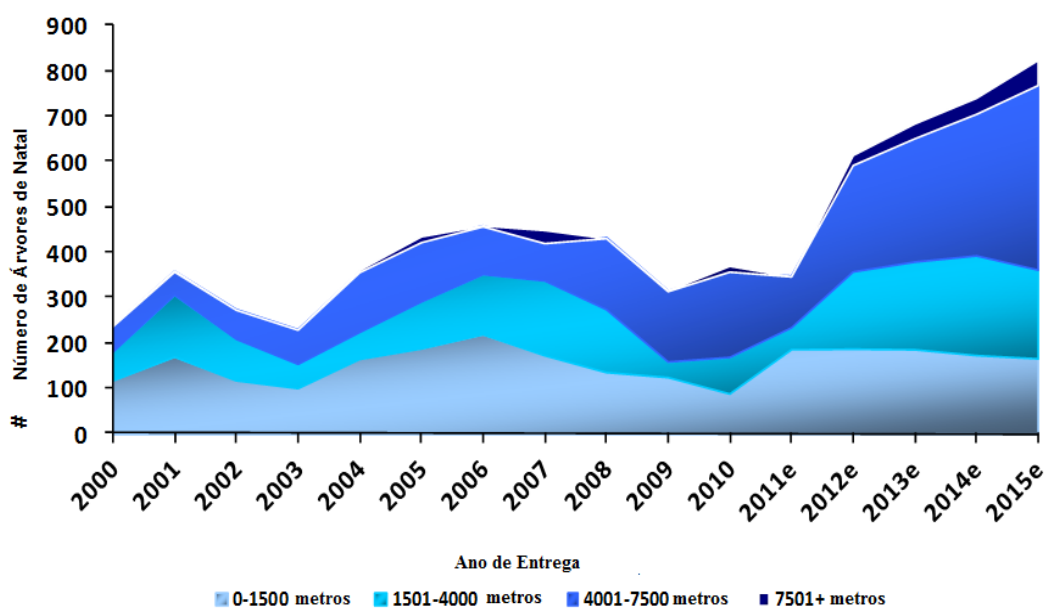
Figura 28 - Árvores de Natal molhadas instaladas por operador



Fonte: Quest *Offshore* (2011)

A figura 29 mostra que as operadoras demandaram quantidades crescentes de árvores de natal entre 2003 e 2008. A queda dos preços do petróleo reduziu a demanda, a qual tende a ser retomada rapidamente com os projetos em execução e os planejados. Os projetos em maiores profundidades apresentam taxas de crescimento mais elevadas.

Figura 29 - Árvores de Natal molhadas contratadas por profundidade (em pés), entre 2000 e 2015



Fonte: Quest *Offshore* (2011)

Segundo CLSA (2012, p. 34), o mercado de subsea está aquecido porque as perfurações em águas profundas crescem rapidamente. A frota de sondas para a exploração em águas profundas deve aumentar em 26%, até 2015, para 350 unidades. Atualmente, ela é de 277 unidades. Em 2001, a oferta de sondas aplicáveis a águas ultraprofundas era de 15% do total mundial, agora, elas representam 41% da frota, sendo que, em 2015, elas corresponderão a 50% da frota.

Atualmente, a maioria dessas sondas se encontra operando nos países do Triângulo de Ouro, o equivalente a 115 unidades, que podem perfurar profundidades superiores a dois mil e quinhentos metros de profundidade de lâmina d'água. Como a demanda em grandes profundidades é crescente, mesmo grande parte das sondas que ainda estão sendo construídas já estão contratadas.

É fato que grande parte desse aquecimento do mercado se deve aos altos patamares de preços do petróleo. Todavia, o elevado potencial remanescente em águas profundas e o surgimento de novas tecnologias abriram novos universos de possibilidades. Conforme CLSA

(2012, p. 38-39) as novas tecnologias têm ajudado os operadores a quebrar recordes de profundidade e produtividade. A melhoria no processamento em equipamentos submarinos também vem reduzindo o peso dos equipamentos instalados na superfície da unidade de produção. Grande parte desses avanços foi lograda pelos esforços de desenvolvimento tecnológico empreendido pelas parapetroleiras.

## **Conclusão**

Neste capítulo, discutiu-se a evolução das atividades de *upstream* de águas profundas. A principal conclusão a que se chega é que houve um progresso significativo em suas diversas dimensões. Foi possível constatar avanços sinificativos no volume de investimentos, no número de descobertas e no tamanho das reservas encontradas, assim, verificou-se um aumento expressivo do volume produzido de petróleo. Na verdade, o aumento do preço do petróleo foi uma das forças motrizes que impulsionaram os indicadores de crescimento das atividades de águas profundas.

Contudo, não fossem as capacitações tecnológicas e gerenciais, grande parte desse estímulo poderia ser minada, devido ao aumento significativo dos custos, verificado nos períodos de alta de preço do petróleo. Nessas condições, a resposta à pergunta proposta no início deste capítulo apontaria para a direção de que as transformações tecnológicas, organizacionais e de mercado foram significativas no contexto do *upstream* de águas profundas. As principais evidências disso se consubstanciam nas quebras de paradigma realizadas e no elevado ritmo de crescimento, assim como das atividades em águas profundas, em suas várias dimensões.

Foi possível constatar, ainda, que a complexidade inerente ao setor de petróleo, apontada no capítulo anterior, fica mais evidente nos projetos de águas profundas, em especial, naqueles localizados em áreas remotas, longe da costa. Além do custo de operação ser mais elevado nessas áreas, o conjunto de equipamentos e a natureza dos materiais empregados pode envolver maiores custos. Ademais, a análise da estrutura de custos de um projeto de águas profundas, feita no próximo capítulo, salienta que a referida complexidade tem impactos no tempo de desenvolvimento das reservas que, em geral, é mais longo nos projetos *offshore* de águas profundas.

Para agravar a situação, parte considerável dos custos se concentra nas fases iniciais do ciclo de vida de um projeto e correspondem aos custos de capital. Estes, por seu turno,

começam a ser recompensados somente quando a produção se inicia. Eles estão sujeitos aos efeitos da inflação e das despesas financeiras incorridas pelo investidor. Cenários de altos preços do petróleo, combinados com escassez relativa de força de trabalho, bens e serviços podem inflacionar os custos, conforme será discutido no quarto capítulo.

A maior parte dos fatores gerais que podem exercer influência decisiva no desempenho em custos das petroleiras está incluída no modelo econométrico apresentado no sexto capítulo. Merece destaque a constatação indicada no presente capítulo quanto ao elevado tamanho das descobertas realizadas em águas profundas. Na verdade, quanto maiores forem as reservas, menores serão os custos por barril, *ceteris paribus*. Diante da importância das economias de escala para este setor, o exercício econométrico realizado nesta tese procura expurgar o efeito da escala para que os custos dos projetos sejam analisados em bases comparáveis.

As estatísticas apresentadas neste capítulo mostraram a relativa concentração na distribuição, por operador e por região, dos investimentos, das reservas e da produção *offshore* em águas profundas. Foi possível observar que Angola, Brasil, Golfo do México, Nigéria e Noruega figuram como as principais províncias, enquanto as *supermajors*, a Statoil e a Petrobras concentram a maior parte das atividades, com destaque para a última delas, que responde pela maior produção atual e acumulada, bem como pelas maiores descobertas recentes em *offshore* de águas profundas. Merece destaque as similaridades geológicas entre as províncias do Brasil e do Oeste da África (Angola, em particular). Possivelmente, por essa razão, os resultados do modelo econométrico do sexto capítulo colocam Brasil e Angola em posições semelhantes.

Estima-se que ainda há um potencial relevante para novas descobertas, e o ritmo de crescimento dos investimentos nesse negócio confirma que ele é atrativo e rentável. Apesar dos avanços recentes verificados, o estágio de maturidade das províncias, das tecnologias e do conhecimento, associados ao *offshore* de águas profundas, ainda não se encontra elevado. As evidências apontam, contudo, que certas firmas reuniram capacitações mais sofisticadas para empreender nesse ambiente.

Empresas como BP, Shell e Petrobras, que estiveram entre as primeiras a se posicionar nessa fronteira exploratória, acumularam larga experiência nessa atividade e, atualmente, figuram como as maiores operadoras de campos de águas profundas. A competência para operar projetos com bom desempenho em custos depende de acúmulo de conhecimento e aprendizagem tecnológica. Também decorre da capacidade para absorver tecnologias e

conhecimento produzido pela cadeia fornecedora de bens e serviços. Estas firmas têm sido responsáveis por grande parte das inovações empregadas no setor.

A cadeia parapetrolífera, ademais, é composta por um conjunto heterogêneo de firmas, seja no que tange à intensidade de tecnologia e de capital ou mesmo no tocante às margens de lucro. Coexistem as características de concentração e fragmentação, na maior parte dos mercados dessa cadeia, o que favorece a atividade inovativa, por um lado, e conforma uma propensão à manutenção de baixa capacidade ociosa, por outro lado. Períodos de escassez relativa de bens e serviços promovem aumentos de preços.

Por fim, vale lembrar, que este capítulo dialoga com os dois capítulos anteriores ao reforçar a compreensão a respeito da complexidade do setor e sobre a necessidade que as petroleiras têm de desenvolver capacitações dinâmicas e reconfigurar as suas competências. Essa seria a maneira para que ela se tornasse e se mantivesse competitiva em projetos *offshore* de águas profundas. Esta parte da tese também remete aos próximos capítulos, ao levantar diversos aspectos técnicos e de mercado que têm impactos nos custos de capital da atividade petrolífera *offshore*. O capítulo subsequente aprofunda a análise de custos associados a cada fase de um projeto petrolífero.

## **CAPÍTULO 4: Estrutura e Evolução dos Custos do *Upstream* de Águas Profundas**

### **Introdução**

Foi oferecido nos capítulos precedentes, um conjunto de elementos que subsidiaram a investigação sobre a distribuição dos custos de um projeto petrolífero. Eles serviram aos propósitos deste capítulo, no que se refere a analisar a estrutura de custos de capital de um empreendimento *offshore* de águas profundas. Entre os fatores que influenciam os custos, devem ser sublinhados os aspectos relacionados à dinâmica de mercado. O impacto do preço de petróleo na demanda por bens e serviços parapetrolíferos, bem como a relação dela com a oferta das parapetroleiras. A escassez relativa de força de trabalho qualificada e experiente também foi lembrada algumas vezes. Neste capítulo, esses elementos aparecem na forma de variáveis não controláveis pelas petroleiras, porque têm uma natureza macroeconômica ou setorial.

Ao longo da tese, também foram levantados aspectos de natureza tecnológica e organizacional, sobre os quais as petroleiras podem exercer influência, em maior ou menor grau, a depender do caso. No tocante à tecnologia as petroleiras podem tanto introduzir inovações, quanto absorvê-las de empresas. Esforços de P&D direcionados para esses dois sentidos, por exemplo, são objetos de decisão estratégica das firmas. Analogamente, o planejamento dos projetos e os conceitos adotados podem variar, consideravelmente, em projetos que apresentam regularidades, de acordo com a estratégia e experiência da empresa petrolífera. As opções da petroleira podem ter impacto na natureza e nos custos do conjunto de sistemas e subsistemas utilizados na unidade de produção, bem como na infraestrutura submarina e de escoamento.

Este capítulo tem o objetivo de examinar a estrutura de custos de um projeto, com ênfase na clivagem entre fatores controláveis e não controláveis que afetam os custos. As perguntas a serem respondidas são as seguintes, a saber: *como se distribuem os custos de um projeto de águas profundas? Quais são e como se comportam as variáveis controláveis e não controláveis que os influenciam?* Os principais fatores não controláveis seriam o preço dos insumos básicos, com destaque para o próprio petróleo, o preço da força de trabalho e a disponibilidade de oferta da indústria parapetrolífera, que determinam os seus preços e capacidade de negociação. Já as variáveis passíveis de manipulação por parte das petroleiras envolvem, fundamentalmente, elementos tecnológicos — citados acima — e organizacionais.

Estes últimos, por exemplo, podem se manifestar na capacidade das petroleiras de planejar, contratar fornecedores e monitorar a execução dos projetos. Tais competências podem se apresentar como um elemento de diferenciação entre elas.

O propósito nesse capítulo é enveredar pelas especificidades das etapas de um projeto petrolífero. Serão enfatizados os elementos que correspondem aos custos de capital (*CAPEX*), característicos da fase de desenvolvimento dos projetos de E&P *offshore*. Na medida em que a configuração de um projeto é descrita, são identificados os custos relevantes de cada um de seus elementos constitutivos fundamentais. Neste momento, são apontadas as principais oportunidades de redução dos custos. Espera-se, ao final, que seja possível identificar os vetores que determinam os custos de capital de um projeto petrolífero, tanto no âmbito individual, da firma, quanto no plano agregado, da indústria, que remete à totalidade de projetos de águas profundas.

A rapidez e a intensidade das mudanças nos preços do petróleo e nos custos de capital dos projetos produzem impactos relevantes nas estratégias das empresas, seja em termos de decisão de investimento e gestão de riscos, ou mesmo no que tange ao gerenciamento dos empreendimentos. Nessas condições, as petroleiras têm que manter processos de excelência, relativos a tais aspectos, incluindo aquilo que se refere à contratação de suprimentos e ao monitoramento dos custos. Essa é a maneira com que as petroleiras podem atuar ativamente nos seus níveis de custos de capital por barril (*CAPEX/BOE*).

Para os propósitos de análise de desempenho em custos das operadoras, os indicadores de custo unitário são os mais apropriados. Já os dados de custo total de cada projeto, ou dos investimentos das firmas, não são adequados para a análise individual, uma vez que não são minimamente comparáveis, devido às suas especificidades. Ademais, a decisão de focar a análise na fase de desenvolvimento dos projetos de E&P se justifica por sua importância na estrutura de custos e na determinação do sucesso de um empreendimento, seja ele medido em termos da eficiência em custos ou na dimensão da rentabilidade. Esta é a fase do projeto que é mais intensiva em capital. Por essa razão, a decisão de desenvolver as reservas de um campo é muito importante e envolve um grande número de executivos do alto escalão das firmas. Nessas condições, a eficiência no planejamento e na gestão do projeto é decisiva para o seu sucesso, em particular, nos aspectos ligados aos processos de contratação e de gerenciamento de projetos, seja em suas dimensões de planejamento e execução, ou nas esferas financeiras e operacionais.

Neste momento da tese, alguns dos mecanismos de diferenciação entre as empresas começam a ficar evidentes. Procura-se esclarecer a importância de três dimensões em termos

das competências das empresas, quanto à: i) planejar e especificar os itens relevantes do projeto, uma vez que nas fases iniciais do empreendimento se encontram as maiores oportunidades de redução de custo; ii) estimar custos adequadamente para conduzir os processos de planejamento, contratação e execução do projeto, naquilo que lhe compete; iii) adotar uma boa estratégia de contratação, que crie um regime de incentivos adequado, para que os agentes envolvidos trabalhem com eficiência, de modo a produzir os melhores resultados possíveis, em termos de qualidade, tempo e custo. Caso o parâmetro de qualidade relevante seja o atendimento mínimo às especificações do projeto, o sucesso de um projeto será mensurado, basicamente, pelo cumprimento do prazo de execução ao menor custo possível.

Por fim, para tratar dos elementos acima mencionados, o presente capítulo está dividido em cinco partes. Esta introdução apresenta o debate. Na segunda seção descreve-se as fases constitutivas de um projeto de E&P de petróleo, com ênfase na dimensão dos custos das atividades realizadas em cada uma delas. Na sequência a abordagem enfoca os custos médios por barril (CAPEX/BOE e OPEX/BOE). Em seguida são abordados principais fatores de mercado que condicionam os níveis de custos enfrentados pelas empresas petrolíferas. Ao final as conclusões são discutidas.

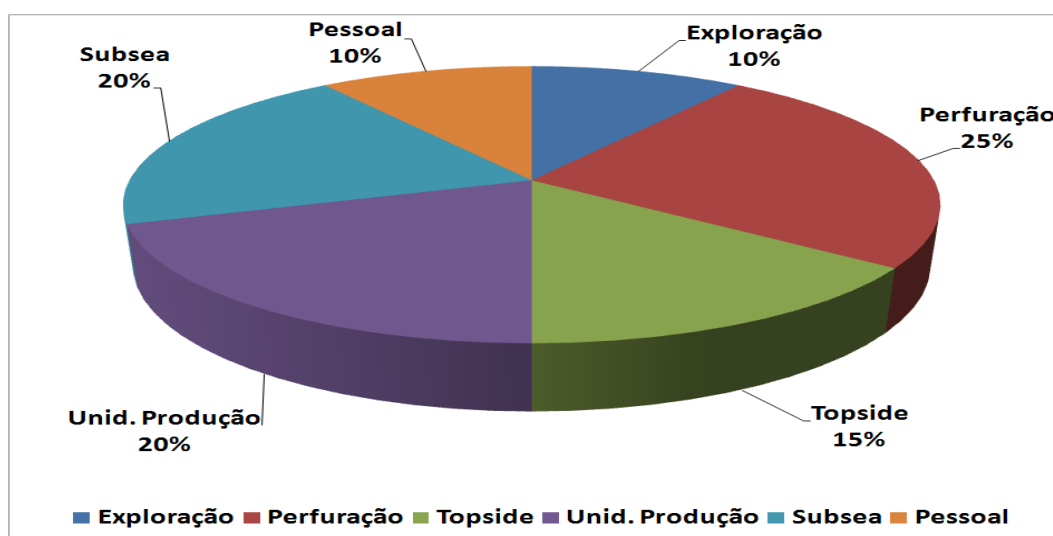
#### **4.1 A Complexa Composição de um Projeto de Águas Profundas**

A elaboração de um projeto de E&P de petróleo é complexa porque envolve várias etapas com diversas especificidades. Inicialmente, a petroleira realizava estudos de exploração e avaliação para identificar indícios da ocorrência de hidrocarbonetos no reservatório e coletar informações relevantes para delinear o volume de petróleo e gás recuperável, caso realize descoberta. Depois de identificada determinada área com acumulações potencialmente comerciais, iniciam-se estudos para se avaliar a economicidade do campo e elaborar um plano de desenvolvimento de suas reservas. É nessa etapa que as principais decisões são tomadas, assim como os custos de capital são determinados. Nela se definem as condições de operação do projeto, bem como parte dos custos operacionais e de desativação com que a empresa petrolífera irá se deparar ao longo do ciclo de vida do projeto (BADIRU e OSISANYA, 2013; ERNST & YOUNG, 2012; MAZEEL, 2010; STAUFFER, 1995).



A distribuição entre os distintos componentes da estrutura de custos de um projeto pode variar de um empreendimento para outro, de acordo com a localização do reservatório, conforme as suas características, bem como segundo a natureza dos hidrocarbonetos ali contidos. Aspectos regulatório-fiscais também podem influenciar os custos, assim como o progresso tecnológico e mudanças nas condições de mercado também importam. Contudo, é possível segmentar os custos em três categorias principais, quais sejam: i) custos de exploração e avaliação; ii) custos de investimento de capital; iii) custos operacionais<sup>30</sup> (ADAM, 2011; BOLES e MAYHALL, 2006; TORDO, 2007; WRIGHT e GALLUN, 2008). A figura 30 mostra a estrutura de custos de um projeto *offshore* de águas profundas típico. Com destaque para os componentes de perfuração e completção, estrutura de produção, que incluem a plataforma, e os equipamentos de superfície (*topside facilities*) e as instalações submarinas (*subsea facilities*).

Figura 30 - Distribuição do Custo de Capital de um Projeto Petrolífero Típico, em percentual



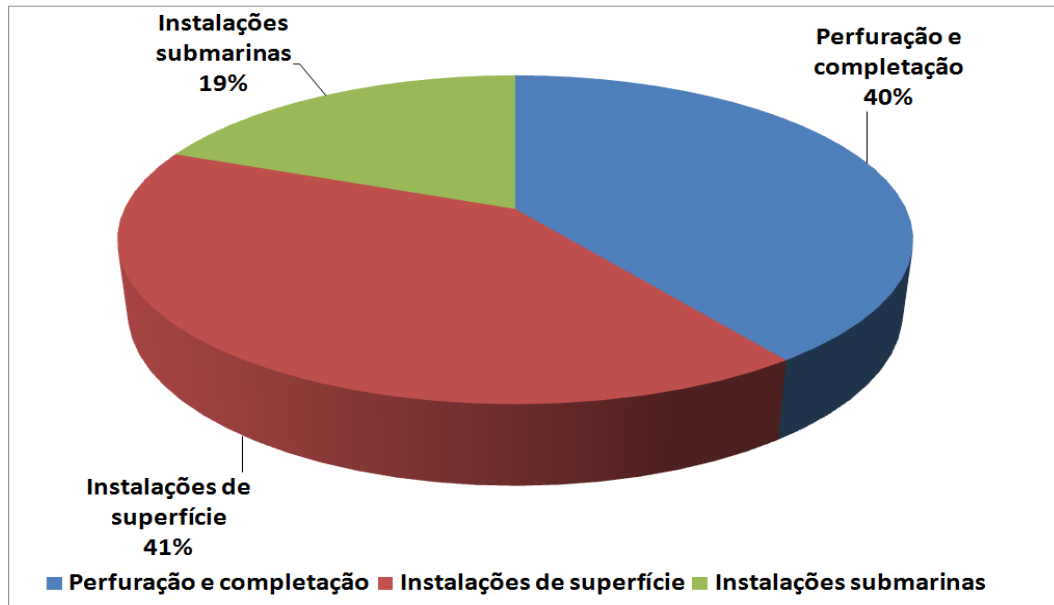
Fonte: OPEP (2006) (Elaboração Própria)

A maior parte desses componentes corresponde à fase de desenvolvimento do projeto. Apenas as atividades de exploração precedem àquela que é a fase em que se concentram os investimentos de um projeto. Por essa razão, as decisões tomadas na fase de desenvolvimento de um projeto são decisivas. A figura 31 exemplifica o caso concreto da estrutura de custos do desenvolvimento dos campos Barracuda e Caratinga no Brasil, sem incluir a fase de

<sup>30</sup> Os custos de abandono também é uma categoria, mas com frequência é incluído junto ao *OPEX* do último ano. No total de dispêndios a sua importância é pequena, mas o valor nominal gasto ao final do projeto é relevante. O fato de este dispêndio se verificar no final do projeto faz com que o seu impacto no valor presente do projeto seja baixo.

exploração. Os reservatórios contidos nesses campos se situam em águas profundas e a sua produção é feita com o conceito FPSO de unidade de produção.

Figura 31 - Distribuição percentual dos custos de desenvolvimento dos campos Barracuda e Caratinga, localizados em águas profundas brasileiras

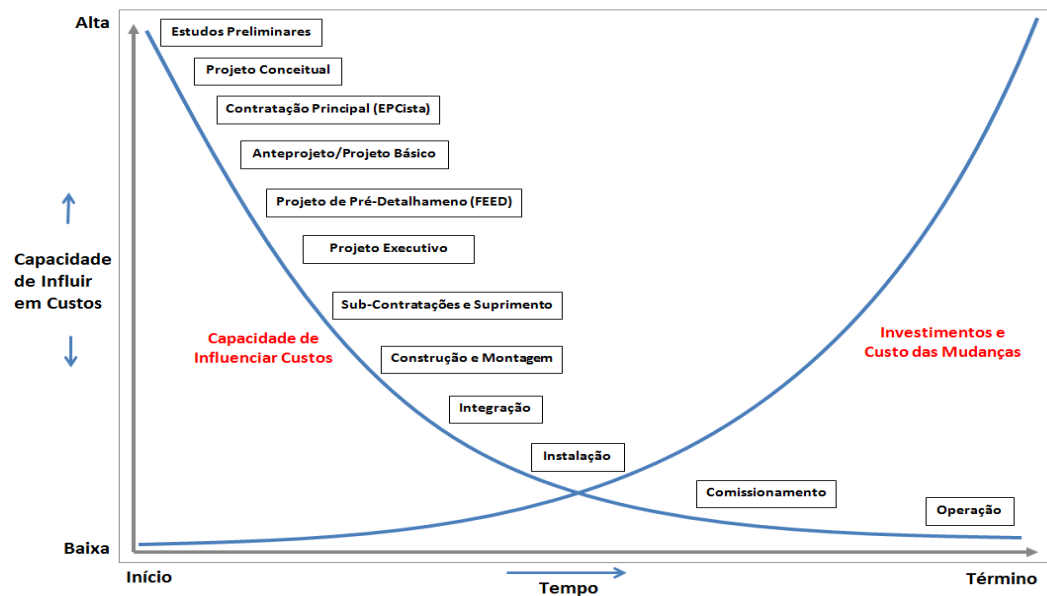


Fonte: Adaptado de Santos (2005) (Elaboração Própria)

#### 4.1.1 Caracterização das Distintas Fases e Sub-Fases de um Projeto

Ao longo dessa seção, serão tratados os aspectos relevantes das diferentes fases de elaboração e execução de um projeto petrolífero, com destaque para a descrição de seus custos associados. Como se pode verificar na figura 32 um projeto petrolífero pode ser segmentado em 12 (doze) partes, a saber: i) estudos preliminares; ii) projeto conceitual; iii) processo de concorrência para definir a contratada principal; iv) projeto básico (ou anteprojecto); v) projeto de pré-detalhamento (do inglês, *Front End Engineering Design – FEED*); vi) projeto executivo (ou de engenharia detalhada); vii) sub-contratação de fornecedores; viii) construção e montagem; ix) integração; x) instalação; xi) comissionamento e; xii) operação. Essas etapas serão definidas, brevemente, a seguir.

Figura 32 - Estágios do Investimento em um Projeto Petrolífero, Custos das Mudanças no Projeto e Capacidade de Influir nos Custos



Fonte: Preece e MacLeod (1997); Batavia (2001); Berends (2004); Abdul-Kadir e Price (1995) (Elaboração Própria)

A figura demonstra que é nas fases iniciais de planejamento, que se encontram as melhores oportunidades para se reduzir custos ao longo do ciclo de vida de grandes projetos, mesmo antes dos desembolsos se iniciarem. A capacidade das empresas de influenciarem os custos no início é grande, mas decresce ao longo do tempo. No início é fundamental identificar onde estão as armadilhas, conhecê-las bem e tratá-las de forma sistemática no planejamento estratégico do gerenciamento de projetos (ERNEST & YOUNG, 2012). Essa representação gráfica demonstra que o volume de investimentos cresce em ritmo semelhante ao aumento dos custos de eventuais mudanças. Quanto mais próxima à fase final de execução do projeto, mais caro seria refazer um trabalho ou alterar as especificações de um equipamento, por exemplo.

Um projeto se inicia com estudos realizados por meio da Exploração e Avaliação (E&A) das acumulações contidas nos reservatórios que são objetos de interesse da empresa petrolífera. Os dados ali obtidos nutrem um primeiro estudo de viabilidade, realizado com base em um modelo econômico-financeiro de análise de investimentos, semelhante ao que apresentamos no segundo capítulo desta tese. A avaliação da rentabilidade de um empreendimento é útil para embasar a decisão da petroleira de seguir investindo no projeto ou não.

Diante da importância disso, a fase de desenvolvimento estará no centro da maior parte de nossas análises. Esta etapa se inicia com outros estudos preliminares, que irão definir

os conceitos a serem empregados no campo e servirão de base para o anteprojeto de desenvolvimento do campo. Nos estudos preliminares, são utilizadas as conclusões dos trabalhos de exploração e avaliação, realizados por profissionais como, por exemplo, geofísicos, geólogos, engenheiros e químicos. O objetivo é estimar o tamanho da jazida de petróleo encontrada, o fator de recuperação alcançável e o comportamento futuro do reservatório (BAZO e BARRIOS, 2010; BEHRENBRUCH, 1993; BROWN, RAMLOGAN e MCMURRAY, 2007; DELFINER, 2012).

No entanto, não há nenhuma metodologia capaz de quantificar, com exatidão, essas variáveis, de modo que as empresas tracem cenários geológicos. Comumente, as firmas definem três cenários de referência. O primeiro corresponde à situação esperada, que serve como principal base das análises. O segundo e o terceiro se remetem a uma circunstância negativa (cenário pessimista) e a um contexto positivo (cenário otimista). Apoiados nesses cenários possíveis e em dados de custos, os especialistas utilizam a experiência que acumularam para arquitetar o primeiro esboço do projeto, bem como realizar a primeira estimativa do *CAPEX* e do *OPEX*, correlatos ao *design* específico, sugerido pelos estudos prévios. Contudo, também há metodologias que trabalham com múltiplos cenários (KESHAV, CULLICK e MATTHEW, 2003; PIPPI *et al.*, 2011, 2011; SALOMAO e FIGUEIREDO, 2007).

Ao avançar no processo de elaboração do projeto, a firma realiza estudos conceituais a fim de determinar a sua arquitetura. O objetivo principal desses estudos é promover a otimização conjunta dos conceitos técnicos do desenvolvimento, do *CAPEX* e do *OPEX*, relacionados à infraestrutura de produção definida. Nessa etapa, os profissionais devem reunir o maior conjunto possível de dados de custo e de reservatório, para que seja possível realizar minuciosas comparações entre tecnologias alternativas de plataformas e de infraestrutura submarina, por exemplo. Devem ser ponderados os prós e contras de cada sistema de produção, considerando aspectos técnico-econômicos. Durante as fases de conceito e FEED do projeto, por exemplo, é necessário estimar aproximadamente 25% do *CAPEX* e definir o cronograma do projeto (DIXON e DAVID, 2008; ABDU KADIR e PRICE, 1995; NAM *et al.*, 2011; GERWICK JR E JAHNS, 1981).

Esse estágio é caracterizado pelo período em que o operador convida empresas de EPC para participar de uma concorrência a fim de selecionar aquela que será a contratada principal do projeto, enquanto a petroleira aponta o escopo do trabalho e as especificações técnicas que deseja. Com base nisso, as construtoras concorrentes apresentam os seus orçamentos. Esse processo pode durar mais de seis meses, porque a contratação envolve

riscos para ambos envolvidos. Do ponto de vista da contratada principal e dos subcontratados, eventuais variações nas taxas de câmbio e nos preços implicam em possibilidades de custos mais elevados do que aqueles orçados no projeto. Já o principal risco do operador está associado à disponibilidade de fornecedores com capacidade de ofertar o interesse em fazê-lo nas condições requeridas. Em momentos de instabilidade do mercado é possível que haja a necessidade de se refazer o processo de licitação, situação que é onerosa para as partes envolvidas, em particular para a operadora, por causa do atraso no projeto HOUCHAIMI (2012); RAFIN E LAINE (2010); BJERKERIM (2004).

Depois de aprovados os estudos preliminares e conceituais a empresa contrata o projeto básico, que utiliza o estudo conceitual como referência, mas agrega informações a ele. O projeto básico define os arranjos dos equipamentos e o regime de disciplina dos processos. Ele antecede o FEED, que pode ser realizado ou não. No projeto básico é preciso descrever as alternativas selecionadas, enquanto no FEED são reunidos documentos com informações mais precisas. Ambos os serviços podem ser agrupados no âmbito da engenharia básica. Vale dizer que o FEED é um serviço que está em conformidade com o instrumental do PMI e vem sendo contratado pela Petrobras. Ele se situa entre o projeto básico e o projeto detalhado, propondo-se a resolver eventuais falhas ou lacunas do projeto básico, bem como oferecer estimativas mais acuradas a respeito do valor do investimento. Neste momento, já devem estar definidas a curva de produção e as opções conceituais. À medida que aumenta a riqueza de detalhes do projeto, as incertezas quanto aos custos tendem a se reduzir, melhorando a qualidade das estimativas de custos. (YEO e NING, 2006; BICKEL e BRATVOLD, 2007; BARON, 2010).

O sucesso de um projeto complexo, como o projeto petrolífero *offshore*, depende de um bom planejamento, bem como de adequados processos de contratação de insumos e dos serviços relacionados à construção e à operação das instalações. Por essa razão, os agentes que irão se dedicar às atividades de execução devem participar do processo de aprovação dessas versões preliminares do projeto, na qual são decididas as suas características elementares. A partir de então, alterações nos fundamentos do projeto implicarão em ampliação considerável de seus prazos e custos (BOOZ E CO, 2013; MINOO e SAIDI, 2012; SLOOTMAN, 2007).

A etapa subsequente é o projeto executivo, o qual deve conter a engenharia detalhada. Ele consiste na reunião de todos os documentos necessários que indicam as quantidades, as especificações e os procedimentos relativos à compra das matérias-primas e à construção das instalações. Nesse momento as informações dos fornecedores são integradas. O nível de detalhamento vai depender da distribuição das responsabilidades acordadas com a firma

contratada para a construção, e, ao final das etapas de projetos de engenharia, a petroleira monitora a firma contratada para planejar e gerir a execução do projeto, em geral, é uma firma de construção civil na condição de Epecista, que realiza a gestão de suprimento dos insumos e da construção da infraestrutura de produção (BARON, 2010; BADIRU E OSISANY, 2013).

Concluída essa última fase, a contratada realiza a instalação das unidades produtivas, que são integradas e em seguida inspecionadas, a fim de verificar a conformidade com as especificações. Depois da aprovação dos resultados da construção e da instalação, as unidades são colocadas em operação pelas equipes da empresa de petróleo. Já no caso em que a petroleira realiza o afretamento de uma plataforma a operação pode ficar a cargo da própria empresa contratada. Ao final da vida produtiva do campo ele deve ser desativado, isto é, os poços devem ser tampados e os equipamentos removidos, conforme a legislação de cada país. Na sequência, analisam-se os custos de cada fase.

#### **4.1.2 Custos da Etapa de Exploração e Avaliação**

O período de Exploração é aquele em que a empresa busca descobrir petróleo. Todavia, as incertezas nessa empreitada são grandes, e os custos incorridos podem assumir uma ampla faixa de valores, a depender das características da área explorada, de acordo com o programa de E&A (exploração e avaliação) executado e conforme os seus resultados (GARNER e T.J., 1972; MOHN e MISUND, 2009).

Os gastos realizados na prospecção e avaliação de áreas com ocorrência de recursos potencial estão relacionados com a coleta de dados sísmicos, com as interpretações geofísicas e avaliações geológicas das formações rochosas, bem como com a perfuração de poços pioneiros, testes de poço (de pressão e de formação) e avaliações de testemunhos geológicos, dentre outros itens (BYRNE, PATEY e GREEN, 2007; MCCRAY, 1969; OFURHIE e KISITO, 2002).

No âmbito de uma campanha exploratória, a perfuração corresponde à maior parte dos dispêndios, deste modo, ela está entre os componentes mais onerosos da fase de desenvolvimento de campos em águas profundas. O custo da perfuração *offshore* pode mudar conforme fatores como: i) nível de conhecimento a respeito da formação geológica detida pela equipe envolvida na perfuração; ii) a distância em que a formação se encontra da costa; iii) as condições ambientais do local; iv) a profundidade da lâmina d'água; v) a distância

perfurada (profundidade do poço); vi) as características das camadas rochosas a serem atravessadas; vii) e o nível de conhecimento a respeito do ambiente perfurado.

Esse conjunto de variáveis influencia muito dois determinantes dos custos, consubstanciados na natureza dos equipamentos utilizados e no tempo gasto na perfuração (EKPE ET AL, 2008; LLOYD'S, 2011; FLATERN, 1995; PETERS E PRIESTLEY, 2012; MORTADA, 1977). Os custos são menores, quanto maior o domínio sobre as áreas perfuradas e mais adequadas forem as características das camadas perfuradas, bem como quanto menores forem a lâmina d'água e a profundidade perfurada.

As tarifas de aluguel de equipamentos utilizados *onshore* são significativamente superiores às usadas *offshore*. Essa diferença aumentou com o rápido e contínuo crescimento das atividades em águas profundas. Desde o início dos anos 2000, particularmente a partir de 2004, o alto nível da demanda tem elevado os preços do aluguel diário das sondas apropriadas para perfurar em águas profundas. Como é possível notar na tabela 6, em 2008, o aluguel da sonda do tipo *drillship* (navio sonda) atingiu US\$ 700.000 dólares por dia.

Tabela 6 - Custo de Aluguel Diário de Sonda de Perfuração Offshore Profunda, em milhares de dólares

Tipo de Sonda	1992	2001	2005	2008	2010	2013
Semi-submersíveis	90	200	250	390	330	428
Sondas ( <i>Drillship</i> )	-	-	500	700	600	468

Fonte: ODS-Petrodata (2010)

Essas tarifas de aluguel têm um componente especulativo que pode fazer seu valor se elevar em até 200%, frente a aumentos de 50% nos preços do petróleo (Hsieh, 2006). Por essa razão, a estratégia de contratação de longo prazo foi largamente utilizada pelas empresas para se proteger dos aumentos das tarifas de aluguel e reduzir os riscos associados aos custos. Nos contratos Chevron de cinco anos de duração ela chegava a firmar por três anos uma tarifa fixa, e nos dois anos subsequentes o valor seria reajustado conforme mudanças nos preços do petróleo de referência WTI.

Segundo dados de Petromin (2012), a média de custo de construção de um *drillship* com capacidade para operar em águas profundas, encomendado até meados de 2012, foi de US\$ 642 milhões, depois de atingir um pico de US\$ 731 milhões em 2007. O custo de

construção de uma sonda é significativo, mas, segundo (IADC, 2006), o emprego de técnicas de construção modular (conceito “lego”) confere-lhe a flexibilidade de se construir em diferentes locais e com reduções de custos que superaram 40%.

Diante dos elevados custos de construção, aquisição e aluguel de equipamentos, bem como dos altos preços de serviços correlatos, os custos das atividades de E&P em águas profundas têm estado elevados. O primeiro poço perfurado no campo Tupi, na camada pré-sal, custou US\$ 240 milhões e foi concluído em um ano. Os agravantes desse caso particular é que a distância perfurada era longa (o poço era muito profundo), as condições ambientais eram de alta temperatura e alta pressão, além disso, a técnica aplicada foi a da perfuração direcional (CARDOSO, 2008).

Quanto mais longa a distância perfurada, maior número de tarifas diárias deverá ser pago. Quanto mais adversas forem as condições ambientais da formação perfurada, mais modernos e caros deverão ser os materiais utilizados nas ferramentas e nos próprios equipamentos de perfuração e completação dos poços. Além de serem mais onerosos os insumos apropriados às atividades em águas profundas, em alguns casos, são necessários esforços de inovação para que sejam criados ou adaptados materiais especificamente para esses propósitos, os quais podem elevar os custos em até 20% (BELTRAO *et al.*, 2009; CANNON *et al.*, 1991; COTTON, 1976; ERIKSEN e SAUCIER, 2000; MERCER, 1976)

O objetivo da avaliação é reduzir as incertezas inerentes à atividade, especialmente aquelas associadas ao volume total recuperável de hidrocarbonetos. Para que ela se justifique, seus benefícios devem exceder os seus custos (CHAMPION, SEARLE e POLLARD, 2007). As informações adicionais, fornecidas pelas atividades de avaliação, devem compensar os custos, de modo a agregar valor ao negócio, ou seja, aumentar a sua rentabilidade (CHORN e CROFT, 1998; DEMIRMEN, 2001). Estudos realizados nessa etapa podem contribuir para a elaboração do projeto de desenvolvimento do campo e para a redução dos custos em sua execução (BALASUBRAMANIAN *et al.*, 2012; BROWN, RAMLOGAN e MCMURRAY, 2007).

Quando a estrutura de custos não é analisada em termos nominais, senão comparada a outros desembolsos em valor presente, no fluxo de caixa, este item adquire maior importância. Tendo em vista que esses desembolsos ocorrem no princípio do projeto, o impacto no seu fluxo de caixa não é considerável. No entanto, muitas empresas não o consideram na avaliação da viabilidade de seus projetos de investimento por considerá-lo irrelevante para a decisão de desenvolver ou não determinada reserva. Isso porque ele seria considerado um custo enterrado (do inglês, *sunk cost*) que, depois de desembolsado, deixa de



ser relevante para a decisão sobre desenvolver e produzir em um campo de hidrocarbonetos (SHI 1986, p. 3).

Também existe outra linha de fundamentação que segue uma direção contrária desse argumento, ela acredita ser preciso considerar o custo de exploração, uma vez que ele foi desembolsado em algum momento pela empresa (BALIGA e ELY, 2011). Considerá-lo significa desencorajar os programas mais arriscados e onerosos de E&A.

Em seguida se discute a centralidade dos custos de desenvolvimento de um projeto.

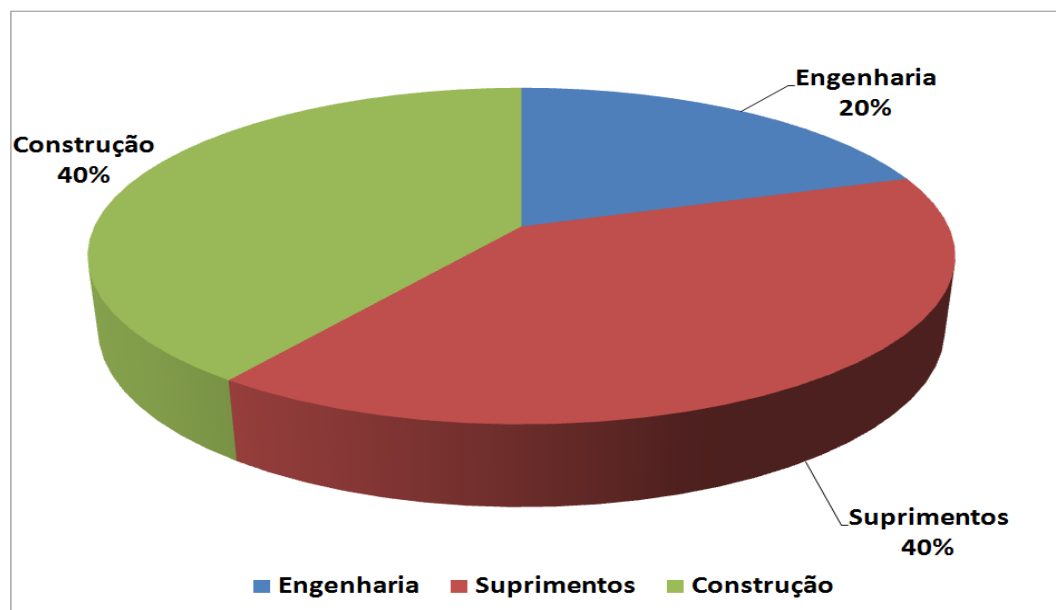
### **4.1.3 A centralidade dos Custos da Fase de Desenvolvimento**

Quando ocorre uma descoberta, são feitas análises dos mecanismos de drenagem, que permitem aos engenheiros de reservatórios apontar os investimentos requeridos. O objetivo é determinar o perfil de produção desejado, dentro dos limites e possibilidades, ou seja, definir uma curva ótima de extração de petróleo e gás. Em posse dessa projeção da produção futura do campo a petroleira pode estimar as suas receitas e custos, associados ao período de duração daquele empreendimento. Os modelos com fluxo de caixa, que suportam as decisões de investir no desenvolvimento de projetos, apoiam-se em estimativas de custos. Também se embasam em estimativas de preços do petróleo e do gás e nas condições regulatório-fiscais, sob as quais o projeto estará sujeito. Com tais parâmetros é possível calcular as receitas e a rentabilidade do negócio, antes que ele seja detalhado e os gastos realizados (GREFFIOZ, OLVERI e SCHIRMER, 1993; JABLONOWSKI, WIBOONKIJ-ARPHAKUL e NEUHOLD, 2008; STAUFFER, 1995; WANG *et al.*, 2012).

O Plano de Desenvolvimento reflete alguns aspectos naturais do campo petrolífero e outros que são objeto de decisão da empresa, a saber: i) condições meteorológicas em alto mar; ii) opção por plataforma de natureza fixa ou flutuante; iii) o comportamento de reservatório; iv) conteúdo, temperatura e pressão da mistura; v) profundidade da lâmina d'água; vi) profundidade dos poços; vii) número de poços de produção e de reinjeção para recuperação avançada e; viii) ritmo de produção que se pretende empregar (KORLOO, 2007; SERCEAU e PELLEAU, 2002; SHIRKAVAND, HARELAND e OLSON, 2010). Tais parâmetros condicionam o tempo e os custos gastos na etapa de desenvolvimento (FENG, 2010). Sendo assim, os dispêndios realizados são influenciados por características inerentes ao campo e pelas diferentes estratégias, adotadas pelas empresas, para extrair, de uma forma

ótima, os hidrocarbonetos ali contidos. Durante o período de desenvolvimento os gastos se distribuem conforme se pode notar na figura 33.

Figura 33 - Distribuição percentual dos custos de um projeto EPC, de construção de instalações de produção de petróleo e gás



Fonte: Adaptado de Berends (2007) (Elaboração Própria)

Os custos de investimento de capital se iniciam com os estudos preliminares e conceituais, passando pelo delineamento do projeto, pela perfuração dos poços de produção e injeção, pela construção das instalações de superfície (*topside*), submarinas (*subsea*) e de transporte. Antes de construir cada um desses itens, é preciso realizar a avaliação técnica das características do reservatório, para apontar os conceitos e, então, realizar as primeiras estimativas (projeções ou aproximações) de gastos, que apontam os custos mais prováveis do investimento com as características definidas no projeto (ANGERT, ISEBOR e LITVAK, 2011; BATAVIA, 2001; OBETA *et al.*, 2012).

Durante as fases iniciais, a flexibilidade do proprietário do projeto é maior. Ela vai se reduzindo à medida que se avança no ciclo de vida do projeto, passando pelas etapas de estudos, planejamento, elaboração dos projetos de engenharia e, por fim, pelo período de execução (LAUGHTON, 1998; LUND, 2000; NAM *et al.*, 2011). Quanto mais próximo às fases finais, mais caras são as eventuais mudanças; o ritmo de aumento dos custos, nesse sentido, vai depender do tipo de contrato que fundamenta as relações entre fornecedores e contratantes. Se na fase de construção das instalações o modelo de contrato for empreitada,

por exemplo, depois de escolhida a contratada principal, a petroleira não poderá realizar concorrência para demandar, de outra firma, o serviço de alteração, senão, apenas, da própria empreiteira contratada. O preço unitário das tarefas também tenderá a ser superior ao fixado no pacote do contrato original (BERENDS e DHILLON, 2004; JABLONOWSKI, 2008; MAGROGAN, 1998).

No item seguinte, é discutida a importância, para os custos, das formas de contratação de uma EPCista, responsável por construir as instalações e sub-contratar os fornecedores.

#### 4.1.3.1 Estratégias de Contratação e seus Impactos nos Custos de Capital

Há diferentes classificações para as modalidades básicas de contratos. Para os propósitos desta tese, serão abordados quatro tipos elementares de contrato — e seus mecanismos de remuneração. Na verdade, três aspectos afetam, decisivamente, o custo de capital na esfera da contratação: o primeiro deles é o método pelo qual os vários contratos são remunerados; o segundo tem relação com a disponibilidade de oferta dos fornecedores; o terceiro está associado à promoção da concorrência entre os contratados, em todos os estágios do projeto (AZAMBUJA e O'BRIEN, 2009; BENHAM e MARIJIT, 2008; BERENDS *et al.*, 2007; BUNNI, 1997; MERROW, 2011; PMI, 2003). O primeiro aspecto será discutido em mais detalhes neste momento, enquanto o último deve ser tratado com mais brevidade, uma vez que o último já fora debatido nesta tese.

Existem, basicamente, quatro tipos de contratos, cada um com seu respectivo mecanismo de remuneração, utilizados pelas petroleiras, quando da execução de seus planos de desenvolvimento de projetos de E&P (BERENDS, 2007; MERROW, 2011). As principais características e impactos em custos de cada um deles serão apresentados a seguir.

**Preço Global (*lump sum*) ou Preço Fixo (*fixed price*).** Também conhecido como empreitada<sup>31</sup>. Nele são pré-definidas todas as tarefas e os dispêndios associados. A empresa contratada deverá executar o conjunto do trabalho por um valor único, pré-fixado em contrato. A descrição dos detalhes é importante, uma vez que eventuais mudanças, acréscimos de novas tarefas, ou retrabalho, implicarão em sobrecustos significativos<sup>32</sup>. Por essa razão esse modelo de contrato se ajusta melhor à fase de construção, quando o projeto final já está bem detalhado. Sob esse tipo, a maior parte dos riscos é assumida pela empreiteira, sejam eles

<sup>31</sup> A sua forma de manifestação mais comum na IMP é o contrato de EPC *turnkey*.

<sup>32</sup> Isso porque a contratante (petroleira) estará sujeita a um sobrepreço imposto pela empresa previamente contratada, sem ser possível (e não fazer sentido) realizar concorrência para contratar o trabalho não previsto, que pode ser a alteração de algo ou mesmo retrabalho, por exemplo.

associados ao tempo, ao custo de execução ou à qualidade dos resultados. Ademais, a contratada arca com os custos de eventuais descumprimentos nesses itens (AL-ABED, 2004; AL-DUBAISI, 2000; LOTFIAN *et al.*, 2010; SEELEY, 1986).

**Contrato Reembolsável.** Por meio dele o contratado é restituído dos custos incorridos para realizar o trabalho<sup>33</sup>, acrescidos do valor correspondente à sua própria remuneração - pagamento pelo seu serviço -. Esse tipo de contrato pode ter duas formas de remuneração: i) baseada em materiais/tarefas e ii) no tempo de realização dos serviços ou do aluguel de equipamentos. No primeiro caso, a remuneração é calculada por meio de unidades de trabalho mensuráveis, ou seja, quando conclui determinada atividade especificada, a firma executora tem direito de receber por ela.

Na segunda variação a remuneração é feita por tarifas diárias, o que permite que o gestor do projeto remaneje tarefas e trabalhadores, com maior flexibilidade. Contudo, esse esquema não gera incentivos suficientes para que as firmas contratadas concluam o trabalho com a maior rapidez e o menor custo possíveis, uma vez que elas receberão maior valor quanto mais tempo tardarem (NKUAH, 2006; PERRY, THOMPSON e WRIGHT, 1982; CORTS e SINGH, 2004; HERBERT, 1991; MARSHALL, 1989; BAJARI & TADELIS, 2001).

A primeira dessas formas de remuneração contratual ajusta-se melhor às etapas iniciais da construção, quando o conjunto de tarefas necessárias ainda não foi definido, em sua plenitude, e não se pode calcular, com maior segurança, um preço fixo para a totalidade das atividades a serem realizadas naquele projeto. Já no segundo caso, a tendência é que a petroleira esteja sujeita a enfrentar prazos de execução e custos maiores do que os estimados. Sendo assim, essa modalidade, baseada apenas no tempo, tem de ser evitada nos mega projetos de construção, visto que os sobrecustos podem ser astronômicos. Todavia, na atividade de perfuração ela é útil, como será demonstrado à diante (BERENDERS, 2007).

**Contrato Misto** - É uma forma híbrida ou mista que conjuga a contratação de partes do trabalho por meio do modelo de contratos de preço fixo e via modalidade reembolsável. Ela é denominada **tempo e materiais** (*time and materials*), por meio dessa modalidade, a empresa contratada recebe um reembolso pelo tempo e pelos insumos empregados na realização do trabalho. Essa estratégia tem se mostrado bem sucedida e envolve a contratação direta de construtores e fornecedores por parte dos proprietários do projeto. Ela rompe a ligação entre a engenharia de projeto e a engenharia de construção, de instalação, de

---

<sup>33</sup> Ela é fundamentada no tempo de execução ou de utilização de um equipamento específico.

integração e comissionamento. Tal arranjo reduz o controle das contratadas principais sobre o conjunto do projeto em relação aos preços e margens dos agentes construtores e fornecedores. Contudo esse tipo de contrato somente deve ser utilizado por petroleiras com as devidas capacitações, com experiência e com uma equipe de gerenciamento de projetos adequada (MERROW, 2011; EGGLESTON, 2006).

**Contrato de Aliança/Parceria** - Nas definições da CII e da IPA, como um contrato de aliança, este propõe a formação de uma espécie de *joint venture*, entre contratante e contratado, para executar o projeto. O objetivo dele é distribuir de forma mais equilibrada os prêmios e os riscos do empreendimento entre a petroleira e o contratado. Caso essa relação seja apenas entre o operador e um contratado principal ela é denominada parceria, mas, se envolver vários contratados, trata-se de uma aliança.

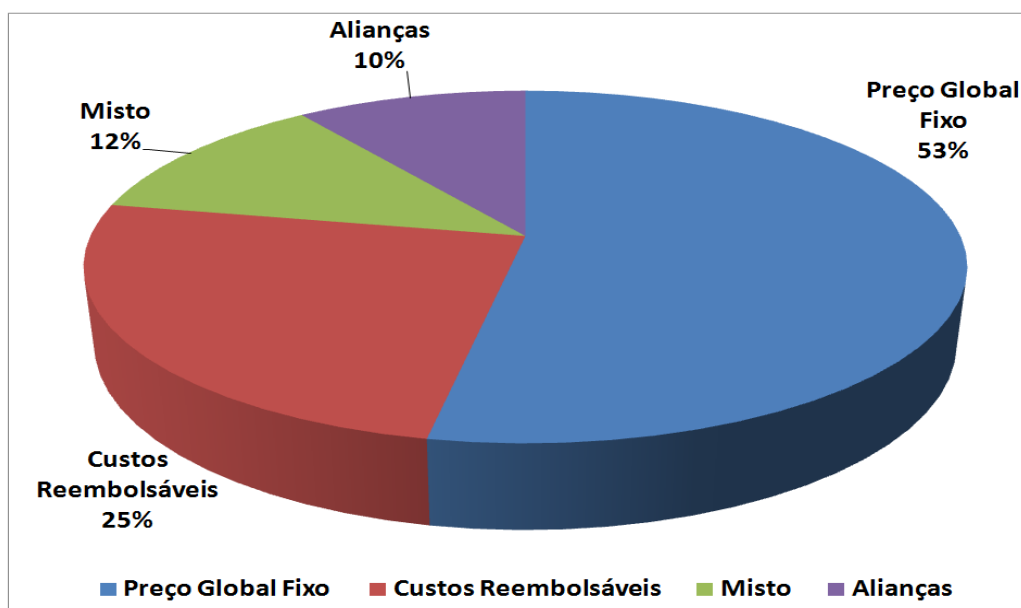
Essa modalidade de acordo requer confiança, cooperação e transparência das informações de custos entre os participantes durante toda a duração do projeto. Não raro os resultados obtidos são melhores do que aqueles planejados e os proprietários dividem os prêmios com os contratados. Se os custos superarem os valores estimados, a operadora assume uma parte dos sobrecustos até certo limite (HALMAN E BRAKS, 1999; NAITO, 1998; WALKER AT AL, 2002; HOBBS, 2001; WILLIAMS, 1995). Segundo pesquisa de Farrell e Mcdermott (1995), por exemplo, as economias<sup>34</sup>, no bojo dessa forma de contrato, variam de oito a vinte e cinco por cento, quanto aos custos, e podem superar os seis meses no processo de seleção e aquisição de suprimentos.

Deve-se notar que um projeto pode envolver mais de uma forma de contratação. Em verdade, o recomendável é que nas fases iniciais do projeto (definição do seu conceito e do seu desenho), sejam utilizados os contratos reembolsáveis, uma vez que eles conferem a flexibilidade necessária em um momento em que há maior incerteza e possibilidade de mudança dos planos. Já para a fase de construção, o modelo de preço fixo é mais apropriado, porque transfere para o contratado a maior parte do risco relacionado a eventuais atrasos e aumentos dos custos (AL-ABED, 2004; LOOTS e CHARRETT, 2009; NKUAH, 2006; PMI, 2000). Por essa razão, o modelo mais usado na indústria petrolífera, como se pode observar na figura 34, é o contrato de EPC (do inglês *Engineering, Procurement and Construction*) ou EPCI que inclui a fase de integração (do inglês, *Integration*).

---

<sup>34</sup> Informações prestadas por HARPER (2003) dão conta de que essas economias poderiam variar de seis a dez por cento, em termos de preço, e podem superar os seis meses no processo de seleção e aquisição de suprimentos.

Figura 34 - Distribuição percentual, por tipo de contrato, dos grandes projetos de construção de instalações de produção de petróleo e gás



Fonte: Adaptado de Merrow (2011) (Elaboração Própria)

Com esse Contrato de Engenharia, Suprimento e Construção a firma de engenharia contratada (do inglês *contractor*, também conhecida como EPCista) assume o compromisso de entregar o produto resultante do contrato à empresa de petróleo (contratante), proprietária do projeto (denominada em inglês como *owner*). Essa sistemática pode assumir a estratégia de contratação chamada de *turnkey* (“chave na mão”, em tradução livre), uma vez que a EPCista deve entregar, prontas, as instalações que são objeto do contrato, mediante ao pagamento de um valor fixo sobre o todo (*lump sum*), previamente contratado (KEOLANUI *et al*, 1998; KIM, 2008).

Nos contratos EPC *turnkey* a contratante indica as especificações (conceitos) que deseja e a contratada elabora o *design*, em seguida detalha o projeto de engenharia para, então, subcontratar outros fornecedores, comprar os suprimentos e realizar a construção. Sendo assim, a princípio, a petroleira só pode influenciar os custos por meio do projeto conceitual, mas também transfere a maior parte dos riscos da construção para a contratada, inclusive de atrasos e sobrecustos (HUSE, 2002; MAGROGAN, 1998; KEOLANUI *et al*, 1998).

Outras duas variações de EPC devem ser mencionadas. A primeira envolve a engenharia e a construção (do inglês, *Design and Build*), na qual a contratada elabora os projetos de engenharia básica e o projeto executivo (com a engenharia detalhada), além de realizar a construção e a montagem das instalações. Enquanto isso, a contratante se encarrega

de elaborar o projeto conceitual (anteprojeto), bem como comprar e disponibilizar os insumos para a contratada principal. O segundo modelo envolve apenas a contratação das atividades de construção e montagem das instalações. Todas as demais atribuições ficam sob a responsabilidade da contratante (Abdul-Kadir e PRICE, 1995; AKINTOYE, 1994; HALMAN E BRANKS, 1999; CHRITAMARA *et al*, 2002; FIDIC, 2006; HENDRICKSON e AU, 1989; CHAN *et al*, 2001).

Esses projetos de construção são complexos não apenas pelas características das unidades construídas, mas porque possuem uma configuração multiorganizacional temporária, que envolve empresas e profissionais diversos, em um projeto encomendado para ser realizado em determinado tempo e custo. Trata-se de um empreendimento em que o trabalho é fragmentado, mas há grande interdependência entre as atividades e a sobreposição de suas etapas, além da forte incerteza na estimação de seus custos e resultados. Por isso, o desafio é definir contratos com processos e procedimentos que garantam, conjuntamente, a execução da construção, no tempo e custo estimados, com a qualidade em conformidade com as especificações desejadas (BACCARINI 1996; BACK e MOREAU, 2000; OLSEN *et al.*, 2005; YEO e NING, 2002).

Os distintos tipos básicos de contrato e formas de remuneração disponíveis podem ser adaptados, mesclados e coordenados de diversas maneiras, o que abre um conjunto de possibilidades. É possível, assim, criar arranjos contratuais específicos, com diferentes regimes de incentivos entre as partes envolvidas nos contratos, com uma combinação ótima de instrumentos contratuais que se ajustem às necessidades de um projeto, ou de uma de suas etapas. A combinação de mais de um tipo pode ser adequada, porque cada modelo de contrato tem as suas vantagens e desvantagens. De acordo com o emaranhado de contratos firmados, a petroleira pode associar conhecimentos e competências complementares de distintas parapetroleiras, de forma a organizá-los em torno de metas comuns quanto aos prazos e custos de cada fase do seu empreendimento (BARROWS, 1983; BERENDS, 2007; MARTIN e PARK, 2010).

Tudo indica que a estratégia de contratação da petroleira pode ter grandes impactos nos custos. A expectativa é que a *performance* dos contratados seja melhor, quanto maior for a participação deles nos resultados dos processos em que se envolvem. Os contratos fundamentados em alianças ou parcerias, que embutem a lógica “ganha-ganha”, tendem a reduzir comportamentos oportunistas e de risco moral, na medida em que podem promover uma melhor distribuição dos riscos, responsabilidades (custos) e benefícios (lucro) entre os

contratados (CLAIRE, 2002; ELSHAHAWI e SENGUL, 2000; SCHRAMM, MEIBNER e WEIDINGER, 2010; WIENCKE, 2007).

Em projetos complexos, não basta utilizar os tipos de contrato e formas de remuneração adequadas, é fundamental firmar bons contratos que definam, apropriada e claramente, as responsabilidades entre os agentes envolvidos no projeto, de modo a facilitar o gerenciamento de grandes projetos, os quais têm muitas interfaces (MERROW, 2011).

Por fim, um expediente eficiente e muito utilizado na indústria, para a redução de custos, é a promoção da concorrência entre os fornecedores em potencial, ou efetivamente contratados. Os preços dos suprimentos podem variar de acordo com o grau de competição existente no contexto em que esses bens e serviços foram ofertados. Obviamente, a promoção da concorrência será mais ou menos efetiva a depender do grau de concentração dos setores contratados e da capacidade de oferta ainda disponível para ser utilizada (HALMAN e BRAKS, 1999; KORLOO, 2007; YATES, 1994; WINCH, 2010). Desde as fases iniciais de planejamento do empreendimento, passando pelo processo de licitação, contratação, compra e execução do projeto, a atividade de estimação de custos é fundamental. Este é o tema que será abordado na sequência.

## **4.2 Planejamento de Projeto Requer Capacidade para Estimar Custos**

O processo de estimação de custos é central em um projeto petrolífero, em geral, e na fase de construção, em particular, porque ajuda na definição dos conceitos e estratégias a serem utilizadas na contratação dos fornecedores. As estimativas devem especificar datas e parâmetros econômicos, tais como as unidades de referência para os cálculos, a exemplo da moeda e da taxa de câmbio (Babusiaux, 2007; Bret-Rouzaut et al, 2011)

Exercícios de estimação de custos também são realizados pelas parapetroleiras, para que elas possam apresentar proposta e participar dos processos concorrenciais, organizados pelas petroleiras, a fim de contratar equipamentos e serviços. Quanto mais detalhado for o projeto e mais adequada a metodologia de estimação, maior será a probabilidade de que o custo real se avizinha do custo projetado (BARNHILL, 1985; BOSCHEE, 2012; GANGWAR *et al.*, 1983; KORABLEVA, 2012).

Ainda assim, por melhor que sejam as técnicas para obter uma aproximação razoável do custo final, a execução da grande maioria dos projetos envolve mudanças inescapáveis, aspectos não previstos e custos decorrentes do acaso. Para todos esses casos, o projeto deve



estabelecer uma reserva de contingência, que poderá ter uma variação diretamente proporcional ao grau de incerteza das variáveis relevantes do projeto.

Este expediente serve para fazer frente às eventuais mudanças nos preços de insumos (que ainda não foram contratados ou não podem ser pré-fixados em contrato) e a atrasos nos cronogramas de suprimento de matérias-primas, ou entrega do produto final. Essa rubrica de contingência também é útil para arcar com sobrecustos associados a pequenas alterações nas especificações do projeto, ou custos adicionais relacionados a um desempenho inferior ao previsto, em termos de produtividade dos fatores de produção, que pode demandar mais horas trabalhadas (BACCARINI, 2005; GAFFNEY e COX, 1975; MANSFIELD, UGWU e DORAN, 1994; SIDDIQUI *et al.*, 2011; STAUFFER, 1995).

Concluída, a fase de desenvolvimento do projeto a empresa entra na fase de produção e incorre nos custos operacionais, os quais serão aclarados abaixo.

#### **4.2.1 Custos de Operação e Produção**

Os custos operacionais (OPEX) estão associados com os gastos de pessoal e insumos necessários para que os equipamentos funcionem, mas também incluem dispêndios com manutenção e com as instalações de produção e transporte. Do ponto de vista conceitual é clara a distinção entre o custo de capital que a empresa incorre no início do projeto (CAPEX) e os gastos ao longo do ciclo de vida do projeto (OPEX). Na prática, essa diferença pode não ser tão simples, porque algumas petroleiras não realizam a compra das unidades de produção que irão empregar no seu projeto. Elas podem alugar ou fazer o afretamento de embarcações de produção, periodicamente, valores que podem ser tratados como OPEX (KIEFT, 1995; ROWE *et al.*, 2000; WYLLIE e JOYNSON, 2006).

No capítulo 2 foi empregado um modelo de fluxo de caixa descontado para que fossem realizadas análises de sensibilidade relativas ao impacto que o OPEX exerce quando comparado ao impacto do CAPEX na rentabilidade de um projeto, o qual está concentrado no início dos projetos. Os gastos com a operação estão distribuídos ao longo do período de vida produtiva do reservatório e são financiados pela própria produção corrente.

Para manter o OPEX em patamares adequados, é preciso que os equipamentos instalados sejam apropriados para as condições de operação e que permitam a minimização dos dispêndios na fase operacional. Uma boa composição entre essas duas categorias de custo é essencial para que o custo global seja o menor possível (CORBETTA e CRUDEN, 2000;

WHITE *et al.*, 1996). O controle adequado do OPEX se inicia com os primeiros estudos e passa pela definição dos conceitos que serão adotados no projeto de engenharia final. Uma configuração coerente das instalações também é essencial, pois os níveis de CAPEX e o OPEX devem ser equacionados conjuntamente. Economias inapropriadas no âmbito do CAPEX podem reduzir a qualidade das instalações e ampliar os custos operacionais (FLATT, SAM e VICKI, 2000; QASSIM e MATHUR, 2012).

O monitoramento e o controle dos custos operacionais são aspectos essenciais, uma vez que eles, com frequência, excedem os valores projetados. O risco é que a taxa de retorno auferida esteja abaixo daquela esperada quando da decisão da inversão. No momento da análise econômico-financeira do investimento as incertezas sobre o OPEX costumam ser bem maiores do que as relativas ao CAPEX, devido ao efeito do tempo sobre as variáveis de custo operacional e devido à possibilidade de ocorrência de eventos fortuitos, relacionados às falhas e manutenção de equipamentos (JABLONOWSKI, WIBOONKIJ-ARPHAKUL e NEUHOLD, 2008; STAUFFER, 1995).

Tudo indica que a política de manutenção é determinante para os custos operacionais. Ela pode assumir duas formas elementares: a manutenção por falha e a preventiva. Uma estratégia que combine as duas políticas também pode ser eficiente, do ponto de vista de custos e de desempenho (GUSTAVSSON e ERIKSEN, 2005). A primeira delas pode ser adotada, isoladamente, em peças que não gerem risco de acidente, e a prevenção é mais cara do que os efeitos de uma eventual pane ocorrida nela. Quando o custo global da falha é alto, a manutenção preventiva é mais indicada, tendo em vista que ela envolve o monitoramento direcionado para evitar panes nas instalações (AYERS *et al.*, 2008; GOLDSMITH *et al.*, 2001).

Ademais, nos casos em que os equipamentos são de baixo custo e de fácil reposição, a substituição pode ser mais recomendada. Na verdade, os dispêndios com manutenção respondem por grande parte dos custos operacionais e aumentam à medida que as instalações se tornam mais velhas, enquanto as receitas caem ao longo da curva de produção.

Na prática, o custo de manutenção de um equipamento deve ser avaliado em uma perspectiva de longo prazo, considerando toda a sua vida útil, e comparado com o preço de um item novo, de modo a operar com o menor custo de todo o ciclo de vida da instalação, sem desconsiderar as especificações técnicas de segurança e desempenho (EL-REEDY, 2012; GOIDMAN, MCROBERTS e BLACK, 1978; JARDINE, 1986). Ao término do projeto é necessário desmobilizar as instalações utilizadas na produção.

Com os elementos supracitados, é possível justificar com mais clareza a opção metodológica feita nesta tese de apenas investigar o CAPEX. Ela está baseada em três aspectos básicos: i) o OPEX é desembolsado ao longo de toda a vida produtiva do campo (em geral, décadas) e sua inclusão poderia adicionar muitas incertezas às análises; ii) o OPEX de uma empresa pode ser menor por uma eventual política de manutenção (por falha) ou por insuficiência de caixa<sup>35</sup> da petroleira. OPEX mais baixos, nestes casos, não poderiam ser qualificados como resultado de um melhor desempenho na gestão de custos; iii) provavelmente seja mais fácil encontrar estudos que tentam fazer *benchmarking* de custos operacionais do que de custos de capital, uma vez que se acredita haver, neste caso, maior importância das variáveis controláveis do que impactos dos custos.

#### 4.2.2 Custos de Desativação e Abandono

O arcabouço regulatório de diversos países prevê a obrigação das petroleiras de desativar as instalações petrolíferas (ROBERTS, 1994). Essa responsabilidade se constitui em remover os principais resquícios das instalações petrolífera, verificados na superfície marítima e tamponar todos os poços, de forma segura, ao final de sua vida útil (MEENAN, 1998). O poço pode ser abandonado por diversas razões, quais sejam: i) poço exploratório (seco) que não apresentou volumes economicamente recuperáveis; ii) poço que deixou de produzir; iii) poço em que a produção passou a ser anti-econômica, porque as receitas não mais cobririam os custos operacionais; iv) após algum acidente que inviabiliza a reparação e reativação do poço; v) por razões estratégicas e gerenciais da firma operadora; vi) quando o poço apresenta riscos para a firma, para trabalhadores no campo ou para a sociedade (DAY, 2008; EKINS, VANNER e FIREBRACE, 2005).

A petroleira incorre no custo de abandono, quando o fluxo de caixa do projeto tende a se tornar negativo. Como este custo pode ser significativo, as empresas costumam provisionar recursos ao longo da vida útil do campo porque ao final das atividades as receitas líquidas do campo possivelmente não serão suficientes. Para obter incentivos fiscais, algumas empresas costumam classificar o custo de desativação como um custo operacional do último ano de operação do campo. A maneira pela qual a petroleira vai acumular fundos pode também estar condicionada pela legislação fiscal do país. Uma empresa que tem apenas um projeto poderá

---

<sup>35</sup> Caso da Petrobras nos últimos anos. Fato que teria conduzido a uma queda mais acelerada da produtividade dos sistemas de produção por ela operados.

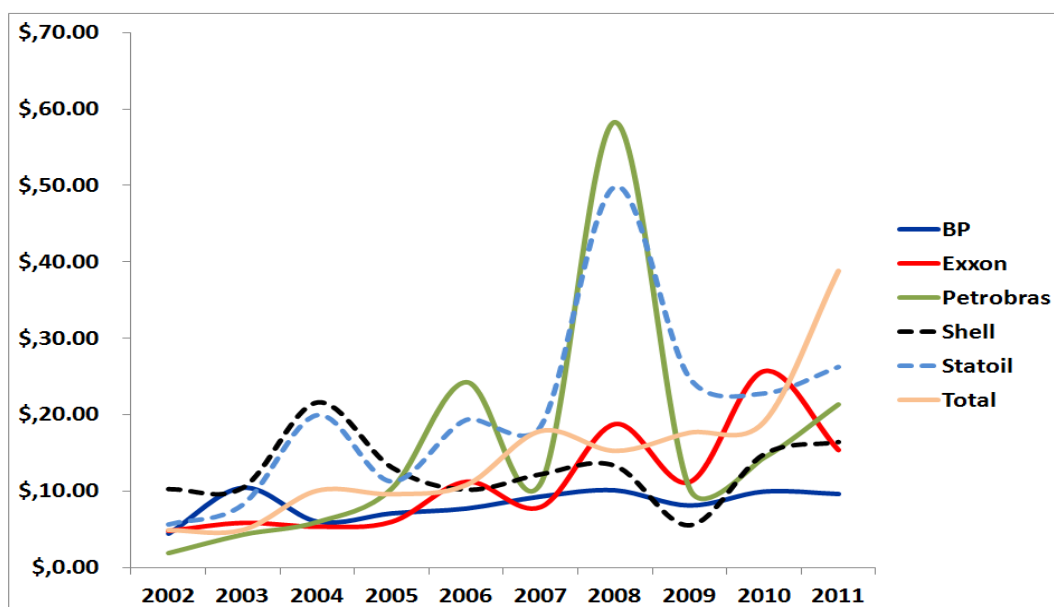
constituir um fundo de desativação, enquanto aquela que tem mais operações pode financiar por meio destas (ADETORO, 2009; ANDRESEN, 2004; BARCLAY *et al.*, 2001; KEMP, 1992; OSMUNDTSEN e TVETERAS, 2003; PARENTE *et al.*, 2006).

#### **4.2.3 Custo Médio de Descoberta e Desenvolvimento (CAPEX)**

Um dos procedimentos mais usados pela indústria para analisar as diversas variáveis do *upstream* do petróleo consiste no cálculo dos indicadores de resultados em termos de unidade de barril. Por exemplo, os dispêndios realizados no descobrimento e no desenvolvimento de reservas podem ser expressos em termos de custo de capital (CAPEX) por barril de petróleo equivalente (BOE). Esse indicador está em conformidade com as normas da Security Exchange Commission (SEC), que estabelecem padrões para a demonstração dos resultados das empresas listadas nas bolsas de valores estadunidenses. O coeficiente CAPEX/BOE possibilita a comparação entre os indicadores de custo de desenvolvimento por barril (ou lucro por barril) de duas empresas distintas.

Na figura 35, estão expressos os dados médios de custo das principais empresas produtoras em águas profundas. Merece destaque o fato de que as empresas nacionais Petrobras e Statoil, não raro, apresentaram médias de CAPEX/BOE superiores às daquelas apresentadas pelas demais empresas, assim como foi maior a amplitude da variação de seus custos na fase de ascensão do ciclo. Já os custos da BP se mantiveram mais baixos e mais estáveis no período.

Figura 35 - Custo de Descoberta e Desenvolvimento de reservas, por barril de petróleo equivalente, por petroleira, em dólares correntes, entre 2002 e 2011

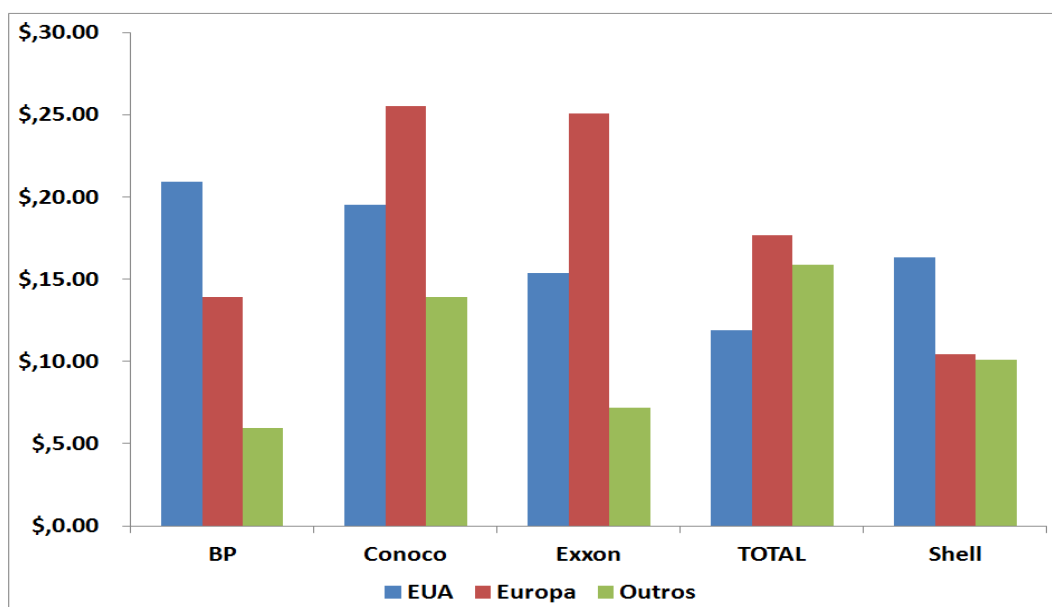


Fonte: BMO Capital Markets (2012) (Elaboração Própria)

A Exxon foi a petroleira que mais gastou em aquisição de reservas em 2010, respondendo por 51% do custo total incorrido na aquisição de reservas provadas no ano. Essa estratégia fez sentido, porque o custo de aquisição de reserva provada por BOE foi de USD\$ 11,89 nos EUA, em média, nos 5 anos (2006 - 2010), enquanto o custo de descoberta e desenvolvimento, por BOE, foi de USD \$ 20,83, naquele país. Já o custo de reposição de reservas por BOE foi de USD \$ 17,89. Entre 2008 e 2010, o custo médio de descoberta e desenvolvimento da Exxon foi de \$ 79,79, nos EUA; enquanto o custo operacional médio da indústria foi USD \$12,09, por barril, no mesmo país (ENERST YOUNG, 2011). Esses dados são da média de todas as fontes de reservas de cada firma, conforme o estudo de benchmark de custo na publicação.

Já a figura 36 apresenta os dados de *CAPEX/BOE*, por região. Fica evidente que os níveis de custos podem variar entre as empresas, mas também entre diferentes regiões. Como algumas empresas operam em algumas regiões e outras não, a comparação não é fácil. O conjunto “outros” é aquele que envolve os custos relativamente mais baixos em todas as empresas. Outra regularidade importante que se pode notar é que as empresas tendem a ter custos menores em sua região de origem. As empresas norte-americanas ConocoPhillips e Exxon conseguem desenvolver reservas gastando menos por barril, nos Estados Unidos, do que nas demais regiões.

Figura 36 - Custo (CAPEX) de Descoberta e Desenvolvimento de reservas por barril de petróleo equivalente, por petroleira, em dólares correntes, média entre 2007 e 2011



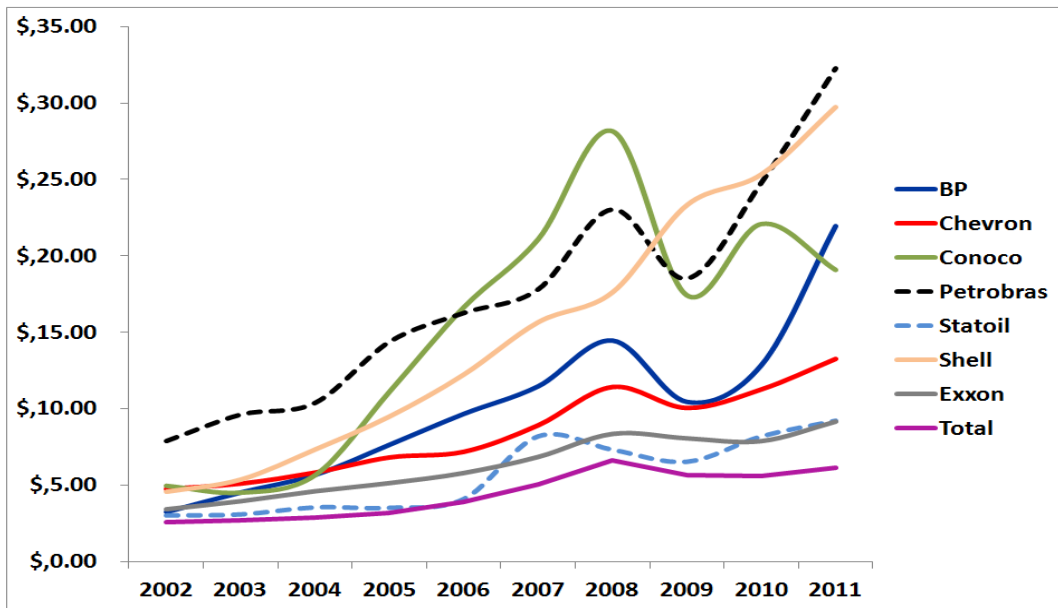
Fonte: BMO Capital Markets (2012) (Elaboração Própria)

O nível de *CAPEX/BOE* pode expressar os seguintes aspectos: i) se a infraestrutura do projeto está super ou sub subdimensionada diante do necessário, quando há oportunidades de melhoria; ii) sobrestimação ou subestimação dos custos de capital; iii) otimismo ou conservadorismo quando da estimativa do volume de hidrocarbonetos; iv) particularidades do projeto que exigem processos e tecnologias (simples ou complexos) a custos (baixos ou altos); v) arcabouço regulatório-fiscal local; vi) condições geográficas e climáticas que influenciam na infraestrutura requerida para a monetização dos hidrocarbonetos.

#### 4.2.4 Custo Médio Por Barril Produzido (OPEX)

Já a figura 37 apresenta os dados de *OPEX/BOE* das *supermajors*, da Petrobras e da Statoil. Fica evidente que os níveis de custos da empresa brasileira foram os maiores na maior parte do tempo. Também acima dos patamares médios de custos, desse grupo de empresas, se encontram a ConocoPhillips e a Shell. Entre as empresas com custos menores e mais estáveis é possível encontrar a Exxon, a Total e a Statoil. Já os custos da BP se elevaram após o acidente de Macondo no Golfo do México, em 2010. A empresa reforçou a sua política de segurança para minimizar riscos de eventualidades.

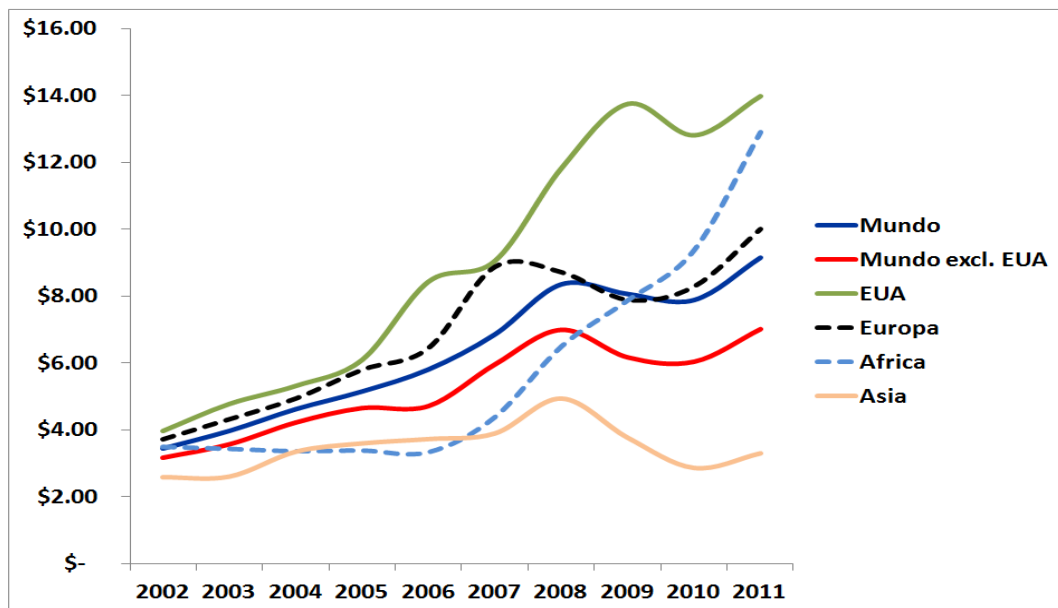
Figura 37 - Custo (OPEX) de Produção, por barril de petróleo equivalente, em dólares correntes, entre 2002 e 2011



Fonte: BMO Capital Markets (2012) (Elaboração Própria)

Na figura 38 são apresentados dados da Exxon que correspondem à média dos custos por região de atuação. É possível constatar que os custos podem variar consideravelmente. As razões que embasam essa variação regional como, por exemplo, as diferenças entre os países em termos do sistema regulatório-fiscal, serão tratadas no capítulo seguinte.

Figura 38 - Custo (OPEX) de Produção, por barril de petróleo equivalente, por região, em dólares correntes, entre 2002 e 2011



Fonte: BMO Capital Markets (Elaboração Própria)

Por fim, vale frisar que os coeficientes *CAPEX/BOE* e *OPEX/BOE* constituem unidades que sintetizam as duas dimensões do nível de desempenho em custos das petroleiras. O desempenho das petroleiras neste quesito é determinado ao longo do ciclo de vida dos seus projetos de exploração e produção de petróleo e gás. Cada fase de um projeto apresenta um potencial de redução de custos específico, que tende a ser menor à medida que o projeto avança em direção à sua maturidade. No próximo segmento deste capítulo, serão apresentadas as diferentes etapas de um projeto petrolífero *offshore*.

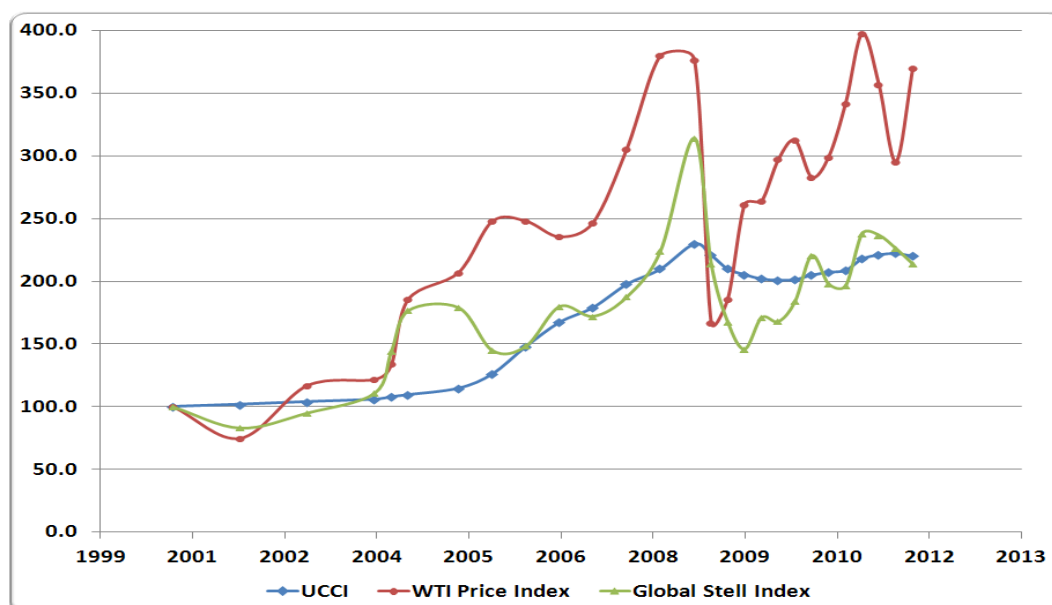
### **4.3 Principais Fatores que Impactam os Custos da Indústria**

Os custos operacionais e de capital dos projetos de petróleo aumentaram nos últimos anos. Esse é um resultado do ritmo de crescimento da demanda por petróleo e gás e da crescente complexidade dos reservatórios explorados, bem como da dificuldade cada vez maior de acessar os recursos petrolíferos. Contudo, o efeito do aumento da demanda por insumos básicos é significativo e vem promovendo uma alta contínua dos preços dessas matérias-primas.

A figura 39 mostra os principais índices de preços do petróleo, do aço e dos equipamentos utilizados no E&P de petróleo. O índice de preços WTI corresponde ao preço de referência do petróleo produzido no Golfo do México americano. Já o índice global de preços do aço sintetiza a variação de preço dos principais produtos siderúrgicos; enquanto o índice de custos UCCI Deepwater, desenvolvido pela IHS CERA, corresponde à inflação do *upstream* do setor de petróleo, relacionada aos preços dos equipamentos de E&P em águas profundas.



Figura 39 - Índices de Custo de Capital do *Upstream*, Índice de Preço do Aço e Índice de Preço do Petróleo WTI, valores em número índice, de 2000 a 2012



Fonte: CRUspi, EIA, IHS (Elaboração Própria)

A atividade petrolífera é intensiva em aço, uma vez que este é o principal insumo dos equipamentos de exploração, dos dutos de transporte e dos diversos componentes da infraestrutura de produção. Nessas condições, os preços do aço são indicadores importantes das tendências de custos do *upstream* do petróleo. Por essa razão, conforme aponta WILLINGERS (2009), o preço do aço e as tarifas de aluguel de sonda são variáveis que vêm sendo utilizadas como uma proxy da evolução dos custos no segmento de E&P de petróleo. O autor apresenta uma correlação entre os preços do aço e do petróleo que variam de um coeficiente de 0.85 a 0.90, conforme os índices de preços utilizados. Cálculos apresentados em FOSS (2011) estimam que esse coeficiente de correlação estaria situado em, aproximadamente, 0.74, sendo alta em ambos os casos.

Isso se verifica porque cada um dos referidos insumos básicos (petróleo e aço) têm uma importância considerável na cadeia de suprimentos do outro. Essa é a principal razão para a forte correlação entre essas duas variáveis. Quando os preços do aço estão altos, a tendência é que os custos do *upstream* e os preços do petróleo aumentem, e vice-versa. O processo produtivo do aço é intensivo em energia e, os projetos *offshore* de extração de hidrocarbonetos, são intensivos em aço. O preço de ambos os produtos é cíclico e com frequência as suas trajetórias seguem a mesma direção (MERCER, 1976; WILLIGERS e BRATVOLD, 2009).

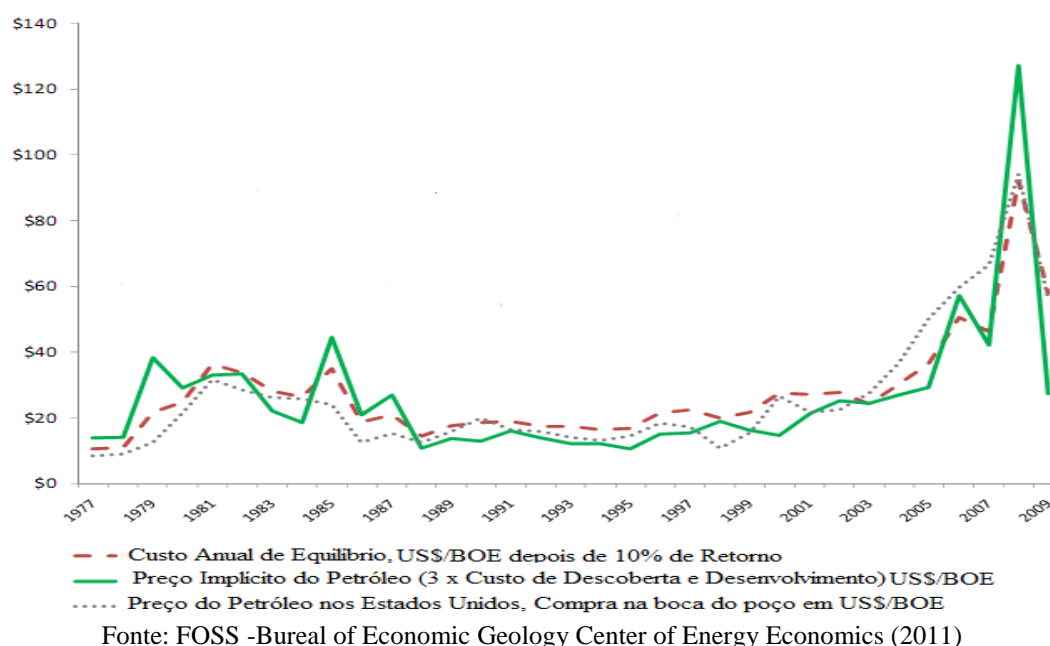
Quando os preços do petróleo caem, os gastos com bens de capital e com os serviços relacionados ao *upstream* do petróleo também diminuem, porque a geração de caixa das petroleiras se reduz. Em um segundo momento, os preços praticados pelas parapetroleiras também tendem a cair, embora haja um lapso temporal entre as variações nos valores de mercado do petróleo e seus efeitos nos custos dos suprimentos.

Por um lado, quando os custos dos insumos se reduzem, as petroleiras têm um incentivo adicional para investir em novos projetos, gastando menos, mas elas só o farão enquanto detiverem suficientes reservas de caixa, e caso os preços projetados para o período de produção forem compatíveis com a rentabilidade desejada. Por outro lado, aumentos dos preços do petróleo geram incentivos para que sejam realizadas inversões em projetos mais onerosos que, por sua vez, podem envolver maiores riscos, diante de eventuais quedas dos preços dos hidrocarbonetos. O ciclo de preços deles, portanto, têm efeitos significativos na evolução dos custos e da oferta de petróleo e gás (ADELMAN, 1992; BILS, 1987; DAVIS, 1965; FRUEHAUF, 1981).

Consequentemente, o desempenho do setor é cíclico e correlacionado com os preços do petróleo. Quando o preço deste produto cai, de modo a se posicionar abaixo do custo de sua obtenção— a partir de fronteiras geológicas—, a oferta de hidrocarbonetos oriunda dessas novas fontes de reservas começa a se reduzir, até que um novo ciclo seja gerado pela necessidade de ampliação da produção. As expectativas de escassez relativa de hidrocarbonetos e a sua efetivação atuam como vetores de alta nos preços do petróleo e gás. Nesse contexto, o valor de mercado destes produtos é influenciado pelos custos de sua oferta incremental, os quais se expressam, por exemplo, nos custos de descoberta e desenvolvimento de novas reservas (ADELMAN e WATKINS, 2003; BAIRRINGTON *et al.*, 2008; FATTOUH, 2010; HANSON, 1980; WATKINS e STREIFEL, 1997).

A análise da evolução dos custos de descoberta e de desenvolvimento de reservas ajuda na avaliação das tendências e dos ciclos de custos da indústria. A figura 40 mostra a alta correlação entre o preço do petróleo e o custo de descoberta e desenvolvimento.

Figura 40 - Custo de Equilíbrio de Descoberta e Desenvolvimento e Preço do Petróleo, por ano, entre 1977 e 2009



Outros aspectos também influenciam os custos, mas não serão abordados em detalhes nesta tese, por não serem relevantes ao escopo do trabalho. As características geológicas dos reservatórios, por exemplo, influenciam os custos específicos de cada um deles. Um desses atributos merece destaque, a saber, o tamanho dos reservatórios. Este, por seu turno, receberá o devido tratamento, no momento oportuno, porque tende a ter um impacto significativo sobre os custos unitários de produção e desenvolvimento e, por conseguinte, na rentabilidade dos projetos. As economias de escala são importantes nessas atividades. Por isso, algumas *supermajors* tendem a ser seletivas na escolha de seus projetos e preferem campos grandes, em detrimento dos demais (SAHU e PAREKH, 2012; STURT, 1995; SUEYOSHI e GOTO, 2012; WANG e GUPTA, 1999).

A explicação para esse fenômeno reside no fato de que grandes reservas geram elevados ganhos financeiros e de produção para essas empresas, além de serem mais rentáveis. A magnitude das acumulações descobertas nos reservatórios desenvolvidos não pode ser considerada uma variável controlável, devido às incertezas geológicas, e também não constituem um parâmetro que seja plenamente independentes das opções estratégicas e das competências das firmas. Uma petroleira pode optar por privilegiar o desenvolvimento de suas maiores descobertas, descartar a exploração de pequenas acumulações ou se mover para regiões em que seja mais provável encontrar grandes reservas, viáveis economicamente.

A crescente dificuldade de encontrar novas reservas convencionais indica que é possível que o petróleo barato ainda a ser descoberto tenha praticamente acabado. Diversos fatores podem ser apontados para justificar tal situação: i) a localização cada vez mais remota das acumulações petrolíferas; ii) as características geológicas dos reservatórios disponíveis para serem encontrados e aproveitados; iii) o progresso tecnológico; iv) os preços dos insumos básicos utilizados ao longo da cadeia do petróleo; v) o comportamento dos preços dos bens e serviços utilizados na produção de petróleo e gás também está relacionado com as condições de oferta e demanda destes fatores de produção.

Nessas condições, as petroleiras têm que intensificar os esforços e gastos em suas campanhas exploratórias para realizar descobertas comerciais, o que aumenta a demanda pelos fatores de produção. A crescente complexidade dos reservatórios, objetos de exploração e desenvolvimento, também requer cada vez mais investimentos (CAMPBELL e LAHERRÈRE, 1998; HEAL, 1976; JAKOBSSON *et al.*, 2012; SOOD, 2011; TSOSKOUNOGLU, AYRIDES e TRITPOULOU, 2008).

Esse contexto de intensificação dos investimentos, atua no sentido de diminuir, quando não eliminar, a capacidade ociosa da indústria parapetrolífera mundial, bem como de reduzir a quantidade de trabalhadores especializados, disponíveis para serem contratados. O nível de oferta e demanda dos fatores de produção da indústria está relacionado com a trajetória do preço do petróleo, que se comporta de forma cíclica e contribui para as oscilações nos preços dos suprimentos da indústria. Outro aspecto que também interfere no valor das transações intrasetoriais é a taxa de câmbio, uma vez que a IMP é internacionalizada (EIA, 2008).

Os Quatro elementos que serão discutidos nas próximas subseções são compreendidos como variáveis que afetam os custos, mas não estão sob o controle das empresas. Primeiro, o papel do preço do petróleo é abordado, em seguida, a importância do grau de utilização da capacidade produtiva parapetrolífera é debatida. Na terceira sub-seção a disponibilidade de profissionais qualificados será tratada e, na última parte, procura-se explicar como as variações da taxa de câmbio podem influenciar os gastos das empresas. O comportamento de todos esses parâmetros não está sob o controle das petroleiras. Embora algumas empresas desenvolvam a capacidade de lidar melhor com tais problemas, a princípio, elas não determinam, sozinhas, o comportamento dessas variáveis de mercado.

### 4.3.1 Preço do Petróleo

O histórico dos preços internacionais do petróleo é marcado por bastante volatilidade<sup>36</sup>. Devido à sua importância na determinação do volume dos programas de exploração e produção (E&P) de óleo e gás (O&G), os investimentos nessas atividades também são cíclicos (RAMCHARRAN, 2002). Diversos são os fatores que influenciam a trajetória dos preços. Cabe aqui apenas mencionar os mais relevantes, a saber: I) a escassez relativa do petróleo e seus derivados, consubstanciada nas relações de mercado de oferta e demanda desses produtos; II) a ampliação dos níveis de custos de produção da indústria, que refletem fatores geológicos, regulatórios e de mercado (oferta e demanda por insumos e serviços); III) a dinâmica do mercado financeiro, onde ativos atrelados ao preço do petróleo são comercializados (BAUMEISTER E PEERSMAN, 2010; FATTOUH, 2007; HAMILTON, 2009; YANG, HWANG E HUANG, 2002).

Em verdade, os fundamentos de mercado, expressos na relação entre a oferta e a demanda de petróleo, são importantes na determinação dos preços do produto. Existe uma intensa correlação inversa entre a capacidade ociosa da OPEP e os preços do petróleo. Como a capacidade de oferta do produto cresceu pouco, em termos líquidos, nos últimos cinco anos, foi possível identificar uma redução ainda maior da capacidade ociosa da IMP, que já era pequena. Essa situação acrescentou preocupações recorrentes na indústria a respeito de uma possível escassez relativa de petróleo no mercado (DAVIDSON, 2008; KAUFMANN, 2011). Além disso, os custos<sup>37</sup> da oferta incremental de petróleo também influenciam, diretamente, os níveis de preços do petróleo e do gás.

Outro fundamento de mercado é a demanda. Por um lado, quando ela aumenta, estimula-se a incorporação de novas fontes de petróleo que envolvem custos mais elevados. Por outro lado, uma demanda forte conduz os preços do petróleo a patamares mais altos, os quais poderiam fazer a própria demanda cair em um segundo momento e, então, estimular quedas nos preços. Os ciclos da indústria guardam alguma relação com a referida trajetória do valor do produto. No momento em que a situação de queda dos preços se delineia, os projetos mais caros são os primeiros a serem abandonados ou adiados, se os custos variáveis forem

---

<sup>36</sup> Como se pode ver na figura 39 na seção 4.3.9., o tratamento desse tema pode ser encontrado em Narayan e Narayan (2007).

<sup>37</sup> O nível dos custos marginais da produção de hidrocarbonetos também atua como balizador estrutural da evolução do preço. Ele não pode se manter, por muito tempo, abaixo dos custos da oferta incremental, uma vez que isso constrangeria os investimentos e a produção.

superiores às receitas marginais (ADELMAN, 1996; BILS e CHANG, 2000, 2000; HALL, 1988; JONES, 1990; RAMCHARRAN, 2002).

Na prática, a relação entre os preços dos hidrocarbonetos e os investimentos em atividades de E&P é significativa. A elasticidade-preço do investimento tende a ser mais forte nas fases de ascensão do que nas fases de descenso do ciclo (BASSANI, SÁ e SANTOS, 2009; DAHL e DUGGAN, 1998). No entanto, há um gap entre as alterações em cada uma dessas variáveis, também devido à natureza de longo prazo<sup>38</sup> da atividade petroléira (INIKORI, KUNJU e ILEDARE, 2001, p. 2–3). Na verdade, há uma autocorrelação entre as variáveis preço de petróleo; e investimentos e custos, mas não existe apenas uma direção causal, embora os preços exerçam maior influência sobre os outros aspectos e explique grande parte do comportamento daquelas variáveis (ADELMAN e WATKINS, 2003; BILS e CHANG, 2000; MOSSAVAR-RAMANI e DENTON, 1977).

Na análise da influência dos preços do petróleo sobre os custos, também é possível identificar certa rigidez para baixo dos custos na fase descendente do ciclo de preços do petróleo. Quatro são os principais motivos dessa característica: Primeiro, os projetos de investimento em campos *offshore* são complexos e de longo prazo, assim como os contratos a eles associados. Estes, geralmente, não permitem repasses completos e imediatos dos preços contratados. Segundo, a concentração da indústria fornecedora confere a ela importante capacidade de marcar preços, disputando a renda petrolífera com as petroleiras. Terceiro, o preço de alguns insumos, como os salários da força de trabalho, por exemplo, são reduzidos com mais dificuldade quando das quedas dos preços do petróleo. Quarto, a maior parte dos hidrocarbonetos encontrada nas regiões de fronteira exploratória apresenta condições geológicas e ambientais menos favoráveis à extração. Isso envolve o enfrentamento de níveis de custos cada vez maiores para o desenvolvimento e a produção dessas reservas (AYDIN, 2008; JACOBY, 2012; PHALEN e SCOTTI, 2008; SCHROEDER, 2005; SPE, 2013).

Em verdade, a evolução da atividade econômica é incerta e sujeita a oscilações significativas. Nesse contexto, a petroleira operadora tem que administrar possíveis mudanças consideráveis nos níveis de preços de petróleo e custos associados à produção. Em decorrência disso, a maioria das empresas tomam suas decisões de investimento com base naquilo que se convencionou chamar de preço do petróleo de longo prazo. Esta categoria se

---

<sup>38</sup> As petroleiras decidem seus investimentos com base em níveis de preços que têm consistência no longo prazo. Estes patamares também são conhecidos como preços de robustez, os quais servem de alternativa aos preços voláteis do mercado *spot* de petróleo nas avaliações econômicas dos investimentos.

baseia em médias móveis ou em valores esperados, compatíveis com patamares prováveis, em torno dos quais o preço poderia variar.

A adoção de referências que vão além de valores correntes está associada à natureza de longo termo dos projetos de E&P. Sendo assim, o planejamento estratégico das empresas deve considerar prazos dilatados para a entrega de insumos e execução do projeto (ADELMAN e WATKINS, 2003; HE, WANG e LAI, 2010; LYADINA-SAVILLE, 2006; REHRL e FRIEDRICH, 2006).

Os dados ajudam a esclarecer que preços do petróleo mais altos influenciam os custos, por intermédio de, pelo menos, quatro vetores, a saber: i) incorporação de reservas que não seriam viáveis a preços inferiores, o que amplia as oportunidades de inversão; ii) aumento da disponibilidade de caixa das petroleiras que potencializa os seus investimentos; iii) crescimento da demanda<sup>39</sup> em nível superior ao incremento da oferta de insumos<sup>40</sup>, o que reduz a concorrência efetiva e permite aumento de preços, até mesmo em mercados que não são concentrados; iv) e aumento de preços dos insumos derivados do petróleo (ADELMAN e WATKINS, 2003; INIKORI, KUNJU e ILEDARE, 2001). Ademais, como as transações comerciais no *upstream* do petróleo estão baseadas na moeda americana, os custos desse segmento petrolífero também são influenciados pelas variações da cotação do dólar, como será discutido em seguida.

### 4.3.2 Influência Cambial do Dólar nos Custos

Os principais itens de custo da IMP são cotados em dólar, devido ao caráter internacional dessa indústria. Trata-se da moeda de referência para as trocas internacionais de toda a economia e que, historicamente, gozou de credibilidade e certa estabilidade. No entanto, o valor do dólar frente às demais moedas está sujeito a oscilações significativas. Nos últimos anos, ao longo das diferentes fases cíclicas da economia, esses movimentos ocorreram com frequência. Vale lembrar que, as variações na cotação do dólar alteram os valores na moeda local dos países que não adotam o dólar estadunidense como moeda local corrente.

---

<sup>39</sup> O inverso também pode ser verificado, nas fases recessivas em que a concorrência no interior de oligopólios pode se acirrar redundando em quedas de custos para os compradores. A Coreia, por exemplo, baixou seus preços de construção em 35-40%, em 1998/1999, a fim de manter um nível aceitável de atividades, não importando o custo, durante a crise asiática que começou em 1997.

<sup>40</sup> Há um lapso temporal, por exemplo, requerido para a capacitação da força de trabalho requerida nos diversos elos da cadeia do petróleo, o que, em determinado momento pode retardar prazos de entrega de suprimentos ou até mesmo levar ao adiamento de projetos. Todos esses elementos produzem efeitos altistas nos custos.

Logo, apreciações e depreciações do dólar afetam preços e custos (DEES *et al.*, 2008; JORION, 1990).

Por um lado, em uma indústria global como a do petróleo, a desvalorização do dólar frente a outras moedas pode gerar pressões altistas nos preços dos insumos em diferentes elos da cadeia. Isso porque os países que ofertam os suprimentos podem ser obrigados a reajustar seus preços, cotados em dólar, para fazer frente aos compromissos em moeda local, que podem não ter alterado de valor.

Para as operações realizadas nos Estados Unidos os efeitos negativos são duplicados porque o dólar perde capacidade de compra e os preços em dólar tendem a aumentar. Já para as operações fora daquele país, os efeitos da desvalorização podem ser anulados caso o aumento dos preços seja equivalente ao aumento do poder de compra da moeda local. Por outro lado, em tese, a valorização do dólar possibilitaria uma queda nos preços nesta moeda, embora isso possa não ocorrer. Nas operações fora dos Estados Unidos, um aumento do valor da moeda americana eleva os preços convertidos para a moeda local. Novamente, as alterações na taxa de câmbio apenas serão irrelevantes se as mudanças nos preços ocorrerem no sentido de compensá-las para os operadores do resto do mundo (GOLUB, 1983; KRUGMAN, 1983; LIZARDO e MOLLIK, 2010; YOUSEFI e WIRJANTO, 2004).

Na prática, essa situação configura um risco cambial que se expressa no descasamento entre a moeda de referência dos ingressos e a moeda na qual a firma paga as suas despesas. Contudo, como no setor de petróleo o dólar é a principal referência dos contratos, as organizações que têm compromissos de venda ou de fornecimento em qualquer outra moeda, diferente da moeda americana, estão sujeitas ao risco cambial.

Caso as suas receitas e pagamentos sejam cotadas em dólar, esse risco é parcialmente mitigado, mas não é completamente eliminado. Prova disso é que a queda recente no valor do dólar aumentou o custo dos materiais, dos equipamentos e da força de trabalho em países com moedas locais com valor independente do dólar americano. Resultado: os custos em dólar nesses locais se elevaram (GHANDI e LIN, 2013; JORION, 1990; WAY, FONG e MOYNHAM, 1992). Outro aspecto que afeta os níveis de preços dos bens e serviços utilizados no E&P é o grau de utilização da capacidade de oferta das fornecedoras, conforme será tratado na seguinte sub-seção.



### 4.3.3 Grau de Utilização da Capacidade da Indústria de Bens e Serviços

Assim como a economia e os preços do petróleo se comportam de forma cíclica o grau de utilização da capacidade produtiva da indústria parapetrolífera também oscila. Os períodos do choque e contra-choque do petróleo estiveram associados às fases de ascensão e recessão na economia mundial. O ciclo econômico de 2008/2009 alterou uma tendência de aumento dos preços do petróleo, iniciada em 2004. Naquele momento de reversão, o nível de utilização da indústria parapetrolífera estava elevado, mas se reduziu consideravelmente, de modo que a ociosidade em certos segmentos esteve alta. Ao final de 2009, os preços do petróleo retornaram ao nível pré-ciclo e a demanda pelos insumos do *upstream* do petróleo iniciou seu processo de recuperação.

A importância da escassez relativa de alguns bens e serviços, utilizados na fase de desenvolvimento de projetos, em particular, merece destaque. O primeiro deles envolve os custos de construção naval e de outras instalações submarinas, que são influenciados pelo custo do aço e pela disponibilidade de grandes estaleiros (e do parque industrial correlato). O segundo está associado aos custos das atividades de perfuração e de completação de poços. Quanto maior a taxa de utilização dos equipamentos, maior os custos dos serviços.

Na verdade, a partir da segunda metade dos anos 2000, quando a alta do preço do petróleo se acelerou, o setor de serviços da IMP conviveu com altos níveis de demanda, em particular, os segmentos que fornecem para projetos de águas profundas. Nesse período, o ritmo de ampliação da capacidade produtiva parapetrolífera foi insuficiente para suprir todo esse mercado. Desde 2004, na maior parte do tempo, as taxas de utilização de sondas adequadas para perfuração em águas profundas estiveram próximas de 100% da capacidade de contratação (BAIN & COMPANY, 2009).

Por motivos óbvios, um dos aspectos que mais afetam, negativamente, a rentabilidade das firmas prestadoras de serviço de perfuração é a ociosidade dos seus ativos, pois essa situação estimula tais empresas a reduzirem as tarifas diárias. Tampouco é desejável para a indústria que as parapetroleiras forneçam serviços a preços abaixo dos seus custos médios, por muito tempo, uma vez que isso pode desestruturar a cadeia de suprimentos e comprometer, em um segundo momento, o acesso aos bens e serviços do *upstream* (BAKER HUGES, 2010 e RIGZONE, 2010).

De acordo com (RASHEED, 2006), há muito a Petrobras vem firmando contratos de longo prazo para alugar sondas de perfuração. A empresa procurou se antecipar à aceleração

das tarifas de aluguel e contratou a maior parte das unidades disponíveis para águas profundas (BLOOMBERG, 2008). Os efeitos dessa fase recessiva do ciclo econômico não foram menos perceptíveis no segmento de águas profundas do *upstream*, no mundo, em geral, e no Brasil, em particular. Segundo a ONIP (2010), em 2009, o nível médio de utilização no Brasil, por exemplo, foi de 67% da capacidade produtiva de 20 segmentos da indústria parapetrolífera. Considerando que alguns segmentos vêm operando próximo da plena capacidade, esse nível de ociosidade médio de 33% é relativamente alto.

Em resumo, os níveis de utilização da capacidade produtiva atuam nos custos da indústria por meio de pelo menos três vetores. Primeiro, ela indica o potencial de resposta do setor, em termos de capacidade de oferta, frente aos aumentos da demanda, sem alterações significativas nos preços. Segundo, os níveis de utilização reduzidos implicam custos fixos unitários maiores, o que pode comprometer a rentabilidade dos fornecedores. Terceiro, os elevados graus de utilização da capacidade instalada conferem maior capacidade de fixação de preços por parte dos fornecedores e gera uma pressão altista nos custos. Este último efeito é o mais relevante e permite que as parapetroleiras se apropriem de parte crescente da renda econômica petrolífera nos momentos ascendentes do ciclo. O risco para as petroleiras é que os seus custos cresçam mais rapidamente do que o incremento de receita líquida nos momentos de aumento dos preços e das oportunidades de investimento. Além disso, é também nas fases crescentes do ciclo que a escassez de trabalhadores exerce impacto negativo nos custos, como será tratado no próximo item.

#### **4.3.4 Disponibilidade Insuficiente de Trabalhadores Especializados**

A indústria do petróleo perdeu mais de meio milhão de trabalhadores entre 1982 e 2000, enquanto o ritmo de contratações foi lento desde a década de 1990 (API, 2005, p. 2). Desde meados dos anos 2000, o setor tem encontrado dificuldades crescentes de atrair jovens trabalhadores com as competências desejadas (DELOITTE, 2005; ORR e MCVERRY, 2007). Por essa razão, há um gap de experiência e capacitações no setor de petróleo, criado pelo longo período de baixa renovação da força de trabalho, o que gerou uma escassez de trabalhadores qualificados e vem exigindo mais dispêndios das empresas em seus esforços de reter profissionais, recrutar, contratar e desenvolver competências (PARRY *et al.*, 2006; PEEK *et al.*, 2008; SAMA RUBIO *et al.*, 2012; SLEEZER e DENNY, 2004). Na indústria petrolífera, é possível encontrar empresas que enfrentam o problema de escassez de trabalhadores

qualificados por meio da adoção de políticas que estimulam comportamentos de compartilhamento de conhecimentos entre os empregados (ERICKSON e MORISON, 2006, p. 159–161).

A falta de profissionais pós-graduados e especializados forçou a indústria a contratar, em alguns momentos, quem não tinha a base de capacitações necessárias para atuar com a produtividade requerida. Tal situação adicionou custos na contratação para o *upstream* da indústria. Com isso, foi compensada parte dos efeitos das reduções de custos logradas nos anos 1980's e 1990's. Essa geração ainda dispôs de mais oportunidades de ascensão a cargos técnicos seniores e gerenciais.

Nesse contexto, elevou-se o custo de manter os trabalhadores altamente qualificados. Muitas empresas preferiram gastar mais em salários e bônus por resultados do que entrar em ciclos de recrutamento, seleção e treinamento, os quais podem ser mais onerosos e impactar as suas operações. (FIGGIS e STANDEN, 2005; GOULD *et al.*, 2007, p. 10–14; ORR e MCVERRY, 2007; WHYTE e GREENE, 2011).

Ademais, em Oil & Gas UK, (2012), encontra-se a representação gráfica da forte relação existente entre os preços do petróleo e o número de trabalhadores contratados pela indústria. Já em (GOULD *et al.*, 2007), são apresentados dados que apontam uma importante correlação entre os níveis de salários e os preços do petróleo, tal como se nota com outros itens de custos da indústria. Pesquisas realizadas por Energi, Air, (2012) e Hay (2013) apontam uma tendência consistente de crescimento de salários, desde 2010, enquanto o preço do petróleo subia. Segundo as projeções de IHS, (2012) a demanda por trabalhadores deverá continuar alta nos Estados Unidos, por exemplo.

Segundo estimativas apresentadas por Brett, (2011) e Peek *et al.* (2008), a indústria petrolífera estadunidense perdeu entre US\$4 e US\$5 bilhões em 2006, em decorrência da escassez de trabalhadores qualificados. Segundo Resler (2007), estima-se que naquele mesmo ano e país, o aumento de custos decorrente de reajustes salariais foi da ordem de US\$2,2 bilhões. A elevação dos dispêndios agregados da indústria, independentemente de sua causa, pode significar um aumento dos custos unitários de desenvolvimento e produção de petróleo, categorias que serão tratadas a seguir.

### **4.3.5 A tendência de Crescimento dos Custos de Capital e de Operação**

O aumento dos preços dos insumos básicos, dos salários, dos equipamentos e dos serviços associados às atividades petrolíferas têm impactos nas decisões de investimento das empresas e em seus fluxos de caixa. Ao longo da parte inicial deste capítulo, foi possível elencar um conjunto de variáveis sob as quais as empresas exercem pouco controle. No entanto, esses elementos são relevantes na determinação dos custos unitários do E&P do petróleo. Os dados agregados dos investimentos ou dos gastos com a fase de operação não constituem os indicadores mais adequados para a análise do aumento dos custos, uma vez que podem expressar a ampliação do número de projetos de investimento ou mesmo o aumento da magnitude deles.

Já a observação dos dados de custos unitários médios de distintas empresas é útil, pois ela ajuda na análise das trajetórias recentes dos aumentos de custos. Por meio delas é possível constatar tanto a oscilação nos valores quanto as mudanças subsequentes nos patamares mínimos dos custos. Mesmo em 2008, quando se verificou o retorno dos preços do petróleo aos níveis pré-2004, os custos não retornaram aos patamares daquela época, com raras exceções.

Na conclusão deste capítulo serão apresentados dados da evolução dos custos de capital e de operação de projetos de E&P.

## **Conclusão**

No decorrer deste capítulo procurou-se desenvolver uma análise a partir da estrutura de custos de um projeto. A configuração do capítulo também foi desenhada para que fosse possível refletir sobre os fatores controláveis e não controláveis que afetam os custos. As respostas às duas perguntas propostas foram sendo construídas ao longo do capítulo e versavam sobre o papel de destaque dos preços do petróleo nos custos, assim como os efeitos colaterais de escassez relativa de bens e serviços e de força de trabalho qualificada. Na prática, há uma forte relação entre esses elementos.

Todavia, também foi demonstrado que existem decisões gerenciais que podem ser tomadas para contornar os efeitos deletérios das variáveis não controláveis, bem como políticas e estratégias que podem ser adotadas em uma gestão eficiente das variáveis

controláveis. No âmbito das variáveis não passíveis de manipulação, também foi considerada a importância da taxa de câmbio do dólar nos preços de bens e serviços transacionados internacionalmente. Desvalorizações globais do dólar podem se constituir em vetores de aumento dos preços de bens e serviços especializados para os compradores que se encontram fora dos Estados Unidos e precisam importar.

Constatou-se, portanto, que existem diversos fatores que influenciam os custos dos projetos de E&P de petróleo, alguns deles podem ser administrados pelas empresas e outros não, como as variáveis de mercado. Os preços do petróleo, por exemplo, são correlacionados com os custos de capital e de operação da atividade petrolífera e são três os principais motivos dessa relação.

Primeiro, o petróleo é um importante insumo em sua própria cadeia produtiva. Segundo, os aumentos do valor de mercado do petróleo incentivam novos investimentos e elevam tanto a demanda pelos suprimentos, quanto os seus preços. Terceiro, o petróleo mais caro coloca em marcha projetos que possuem custos técnicos superiores, esse atributo de custo técnico está associado à dificuldade de acesso aos recursos, pela localização geográfica dos reservatórios, ou mesmo por eles se situarem em fronteiras geológicas.

Para explorar estas áreas é possível que não haja disponibilidade de tecnologia suficientemente madura para permitir a o desempenho ideal em termos de custo por barril, mas esse estágio inicial de imaturidade do conhecimento e das tecnologias também pode ser compensado através da atuação em áreas pouco exploradas pelas petroleiras. Nestas, as grandes descobertas ainda são possíveis e as economias de escala derivadas delas podem reduzir, consideravelmente, os custos médios por barril e compensar eventuais ausências de soluções técnicas e experiências úteis para operações em águas profundas e ultraprofundas.

No próximo capítulo de modelagem econométrica, o volume de reservas aparece como um importante elemento geológico capaz de influir nos custos. Por isso procura-se expurgar os seus efeitos antes de comparar os custos dos projetos. O objetivo é capturar a importância de outros elementos que possuem natureza econômica (preços de mercado), técnico-econômica (tecnologia, por exemplo) e organizacional (a exemplo do acúmulo de experiência das petroleiras).

Em conformidade com as expectativas dos agentes da indústria, os preços de outras *commodities* como o aço, por exemplo, também têm forte impacto nos custos do setor, uma vez que a produção petrolífera é intensiva neste insumo. Contudo, a natureza de longo prazo dos investimentos em ampliação da capacidade produtiva do aço e do petróleo cria um lapso temporal entre os aumentos da demanda e da oferta desses produtos.

Nos períodos de ascensão dos ciclos de investimentos o consumo dessas *commodities* (e os seus preços) se eleva tal qual ocorre com os bens e serviços oferecidos pelas parapetroleiras. Caso elas estejam operando com baixos níveis de capacidade ociosa, os efeitos nos preços dos seus produtos serão ainda mais evidentes, uma vez que as petroleiras irão disputar esses suprimentos<sup>41</sup> para garantir a execução de seus planos de investimento e, não raro, aceitarão pagar mais caro. Os preços desses materiais sobem, então, tanto pelo aumento da demanda, quanto pela alta no valor das *commodities*, as quais são importantes insumos das parapetroleiras.

Na primeira fase de um projeto (Exploração), a busca por petróleo da operadora pode produzir descobertas ou gerar custos inúteis, quando elas não ocorrem. Em seguida, a fase de Avaliação será mais ampla (e cara), quanto maior o valor gerado para o negócio a partir dos dados de poço adicionais. Cabe salientar que o sucesso da fase de desenvolvimento começa com a adequada identificação e avaliação das oportunidades de inversão. Já na etapa do projeto conceitual é feita a seleção do perfil das instalações que se pretende utilizar.

Enfim, o período de plano do investimento se encerra na fase de definição do projeto básico das instalações a se construir. É nessa etapa que se encontram as maiores oportunidades de redução de custos ou prevenção contra aumentos não previstos dos dispêndios. Uma adequada estimativa dos custos também constitui um fator decisivo nos níveis de custos, uma vez que os erros de estimativa de custos podem gerar gastos adicionais.

Depois de planejado e sancionado o projeto, inicia-se o período de controle, no qual se encontram as fases em que são firmados vários contratos relacionados à perfuração de poços; ao detalhamento do projeto, à construção da infraestrutura, em si, e à sua instalação. Nesse período, concentra-se a maior parte dos gastos, quando a eficiência em custos é decisiva e também é determinada pela capacidade de firmar bons contratos, estimar custos e especificar bem o projeto, desde o seu princípio.

Concluiu-se também que a reunião de equipes multidisciplinares, com dados de qualidade, contribui para que a empresa conheça e atue sobre os pontos críticos do projeto, desde o seu início, quando os custos das mudanças são menores. O projeto básico deve ser elaborado e aprovado pelos especialistas responsáveis pela fase do seu ciclo de vida, para que ele seja executado a partir de uma visão sistêmica. A otimização do projeto deve envolver um bom desempenho em termos de custos, prazos e qualidade das instalações. Deve-se salientar que a baixa confiabilidade dos materiais utilizados pode ampliar os custos operacionais.

---

<sup>41</sup> Essa disputa pelos fatores de produção também se manifesta no aumento dos salários.

Outra constatação importante, que é corroborada pelo modelo apresentado no próximo capítulo, é a importância dos atrasos nos custos. Além de eventuais renegociações contratuais e da ociosidade de pessoal que eles podem causar, por exemplo, os atrasos ampliam o tempo de desenvolvimento de um projeto e reduzem a sua rentabilidade, uma vez que postergam as receitas no fluxo de caixa do projeto. Em verdade, o plano de desenvolvimento deve buscar a composição ótima entre custos de capital e de operação, embora a segunda categoria exija maior esforço de estimação e otimização, já que o horizonte temporal em que ocorre é maior.

Em resumo, este capítulo demonstrou que um dos principais desafios das petroleiras reside na capacidade de planejar e gerir, corretamente, os projetos de construção e instalação da infraestrutura de produção. Elas enfrentam, por um lado, variáveis não controláveis associadas aos seguintes aspectos, por exemplo: i) preços de mercado dos insumos; ii) disponibilidade intertemporal de oferta dos fornecedores; iii) e natureza dos reservatórios.

Por outro lado, têm de gerenciar um conjunto de variáveis que dependem de sua competência para avaliar reservatórios, projetar instalações, realizar contratos e se relacionar com fornecedores. Isso envolve a capacidade de antecipar possíveis problemas, evitar alterações no projeto e o seu retrabalho. Em cenários de preços de insumos crescentes tais competências são mais importantes. Na sequência, as variáveis centrais serão analisadas no modelo quantitativo proposto.

## CAPÍTULO 5 – Modelo Empírico de Custos de Projeto de *Upstream* de Águas Profundas

### Introdução

Desde o primeiro capítulo desta tese, a questão norteadora da discussão empreendida esteve centrada na possibilidade de as petroleiras se diferenciarem das demais com o intuito de adquirir e manter vantagens competitivas no *upstream* de águas profundas.

O debate teórico em torno do conceito de Capacitações Dinâmicas se mostrou útil por oferecer duas alternativas de tratamento do tema. A primeira enfatiza a heterogeneidade das firmas e de seus processos, já a segunda salienta a semelhança entre as práticas adotadas no interior da indústria. Inspirado por esse debate, o objetivo deste capítulo é desenvolver um estudo empírico de custos, apoiado em uma base de dados com projetos em águas profundas. A primeira pergunta a ser respondida era se haveria *heterogeneidade* significativa dos custos médios entre distintos projetos. A segunda dizia respeito a quais *fatores* influenciam o desempenho em custos de uma petroleira que opera em águas profundas.

Constatou-se, assim, a presença de heterogeneidade de custos médios, a despeito da escala. Os resultados indicaram, com elevada significância estatística, que aumentos no “preço do petróleo” e na “duração da fase de desenvolvimento” elevam a probabilidade de um projeto estar no grupo dos menos eficientes em custos, ou seja, haveria uma relação *positiva* entre custos, preços do petróleo e período de desenvolvimento das reservas.

Três variáveis apresentaram relação *negativa* com os custos: I) reservas de petróleo (ao invés de gás não-associado); II) localização nos países Brasil e Angola; III) e profundidade de lâmina d’água. Por um lado, os resultados quanto ao preço do petróleo e ao tipo de produto (petróleo) das reservas eram bastante esperados. Por outro lado, não são intuitivos aqueles resultados que envolvem o tempo de desenvolvimento, a localização do projeto nos referidos países e a profundidade média de lâmina d’água na qual o empreendimento foi executado. Estes correspondem às contribuições do modelo empírico proposto nesta tese.

O processo metodológico para responder as duas perguntas compreendeu, basicamente, duas etapas. Cada uma delas com passos intermediários. O aspecto central da primeira foi a execução de uma regressão linear e a realização de testes de significância. O objetivo era especificar o modelo geral e expurgar o efeito nos custos decorrentes das economias de escala, influenciadas aqui pelo nível de reservas associadas a cada projeto. Para



identificar se havia uma diferença estatisticamente significativa entre os custos dos projetos, foi adotado um procedimento preliminar (o emprego de regressão quantílica) para gerar subamostras que, a priori, teriam níveis distintos de desempenho em custos.

Essa técnica foi aplicada ainda na fase inicial, antes que o modelo fosse especificado. A segunda etapa correspondeu à realização de testes de diagnóstico e à especificação do modelo final. O objetivo dessa última fase era identificar as fontes de heterogeneidades dos projetos. Para identificar as origens das diferenças entre os custos dos projetos, utilizaram-se os elementos identificados ao longo desta tese como aspectos que afetam os custos. Adotou-se a terminologia “melhor desempenho em custos” para se referir ao projeto executado com custos que figurariam no grupo dos custos mais competitivos. Entende-se aqui que os custos mais baixos estariam refletindo vantagens competitivas em custos dos operadores que gerem o projeto.

Os seis grandes fatores que poderiam influenciar o desempenho em custos dos projetos petrolíferos em águas profunda identificados seriam: i) volume de reservas desenvolvidas (escala); ii) outros elementos geológicos e ambientais (complexidade do projeto); iii) preço dos hidrocarbonetos; iv) aspectos regulatórios; v) tecnologias empregadas; vi) operador. Estes seis elementos foram desdobrados nas nove variáveis que compuseram a base de dados e foram testadas no modelo apresentado neste capítulo, quais sejam: i) Reservas; ii) Preço do Petróleo; iii) País; iv) Profundidade de lâmina d'água; v) Produto; vi) Período de Desenvolvimento do Campo; vii) Regime Regulatório; viii) Tipo de Sistema de Produção e; ix) Operador.

Por fim, cabe justificar o porquê de apenas o *CAPEX* ser modelado. Ele constitui o objeto da pesquisa, e a adição do *OPEX* introduziria complexidade à análise, devido ao conjunto de incertezas a ele associadas sem a garantia de melhorar os resultados. Este capítulo está estruturado em cinco partes. A primeira corresponde a essa introdução. Na segunda se apresenta a revisão de literatura correlata ao tema. A terceira trata da metodologia desenvolvida e dos resultados da primeira parte do processo de modelagem. Na quarta parte estão indicados os resultados da segunda etapa de modelagem. Na quinta se discorre sobre a base de dados e as variáveis utilizadas. E na sexta parte os resultados são apresentados e discutidos em conjunto com as conclusões da literatura revisada. Por fim, as conclusões são expostas.

## 5.1 Revisão de Literatura

Nesta seção serão apresentadas as principais contribuições da literatura que realiza modelagem relacionada a custos e desempenho no *upstream* do petróleo e gás. Essa comparação será realizada em quatro etapas. A primeira irá tratar da utilização de custo médio como unidade de análise. Na sequência, serão comparados os resultados relativos às variáveis da base de dados. E depois serão abordados alguns elementos que justificam as heterogeneidades entre distintos projetos e operadores. Por fim, serão discutidos aspectos metodológicos das análises de custo revisadas.

Diante da dificuldade de acessar dados precisos a respeito dos custos, devido a seu caráter estratégico, há autores diversos que adotam a perspectiva do mainstream a respeito do tratamento da firma. Eles optam por tratar a função de custo da firma como uma caixa preta. Eles assumem que os custos contidos na base de dados de que dispõem correspondem ao caso em que a empresa utiliza a combinação ótima de insumos em sua função de produção. Esta seria, portanto, compatível com o pressuposto de sua maximização de lucros, sem que se tenha conhecimento sobre a efetiva combinação de fatores, escolhida pelas empresas, para desenvolver e operar os seus campos de petróleo e gás. Este é o caso do trabalho de Jojarth (2008), por exemplo. Contudo o autor também utiliza o custo médio como unidade de análise, assim como foi feito nesta tese. Ele dividiu o custo total pelas reservas e utilizou o custo médio (ou *CAPEX/BOE*) para analisar custos em E&P de petróleo e gás. A análise a partir deste indicador se mostrou adequada, assim como a adoção das variáveis selecionadas entre os dados disponíveis na base. De acordo com Gandra e Silva (2006), a comparação entre projetos de E&P de petróleo poderia ser realizada com a utilização do índice *CAPEX/BOE*.

Entretanto, o correto emprego deste índice para fins de comparação exige alguns procedimentos, a saber: i) desconsiderar os valores investidos no sistema de escoamento de petróleo e gás, uma vez que ele pode requerer investimentos específicos ou não, por exemplo, de acordo com o tipo de plataforma utilizada; ii) observar as condições de permeabilidade das rochas do reservatório; iii) o arcabouço regulatório-fiscal; iv) considerar o momento do ciclo econômico em que ocorreram os investimentos iniciais e; v) e contemplar a profundidade de lâmina d'água em que o projeto foi empreendido.

O modelo econométrico empírico apresentado neste capítulo utiliza variáveis que contemplam todos esses aspectos observados pelos referidos autores, à exceção de um deles, qual seja: as “condições de porosidade e permeabilidade” das rochas. O procedimento de

desconsiderar esse item está em conformidade com os resultados apresentados em Managi (2005), em um trabalho que busca explicar o desempenho na execução de um projeto de E&P. Os resultados do seu modelo indicaram que a variável correspondente não é significativa, do ponto de vista estatístico, para explicar o desempenho das petroleiras que atuam em projetos de E&P.

Para contemplar o aspecto “momento do ciclo econômico”, os valores nominais de custo foram transformados para valores correntes do ano de 2011. Além disso, foi incluída no modelo a variável preço do petróleo, que constitui o principal indicador para capturar movimentos do ciclo econômico no setor de petróleo.

No tocante à profundidade o relatório da IHS CERA (2011, p.61) aponta que as recentes descobertas em águas rasas no Golfo do México, correspondentes a reservas relativamente pequenas, correspondem a um alto custo unitário de desenvolvimento, quando comparado com os projetos em águas profundas na mesma localidade.

As médias de retorno sobre investimento em projetos *offshore* executados em Angola e no Brasil figuram na segunda e terceira posições do *ranking* global desse quesito, o qual hierarquiza as principais províncias *offshore* do mundo. Quando se leva em consideração que esses países não estão entre aqueles com menores níveis de *government take*, a vantagem na rentabilidade nesses países teria de se explicar pelos custos, sejam eles favoráveis por razões geológicas ou indiossincráticas às firmas que operam nestas províncias (IHS CERA, 2011, p. 91).

Ao final desta seção, na tabela 7, são apresentados elementos-chave de trabalhos relevantes para o tema, tal como o desenvolvido por Osmundsen *et al* (2010). Os autores desse artigo, em particular, indicaram que o declínio da produtividade é um dos maiores *drivers* da “inflação de custos”. Eles corroboram a evidência de que o preço do petróleo influencia muito o custo, além disso, eles indicam que há mecanismos menos intuitivos que reforçam essa relação preço e custo do petróleo. A escassez relativa de equipamentos e pessoal qualificado e experiente reduz o desempenho médio da atividade de perfuração que é complexa e onerosa. Nos períodos de altos preços de petróleo, essa situação fica mais crítica, de modo a elevar os custos e reduzir o desempenho médio na atividade de perfuração.

Os autores ainda enfatizam que nos últimos anos os custos de perfuração estariam muito altos e inelásticos para baixo. Apontam que a tendência global (de acordo com SPE) é que o número de metros perfurados esteja caindo drástica e continuamente (OSMUNDSEN *et al*, 2010, p. 3). Foi exatamente a queda da produtividade, combinada com o aumento das

tarifas das sondas que levou a aumentos significativos de custos de perfuração. Os dados e conclusões apresentados ao longo desta tese estão em conformidade com essas assertivas.

Ademais, nos estudos ao nível da firma, realizados por Hendricks e Kovenock (1989) e Hendricks e Porter (1988), a respeito de atividades exploratórias, os autores encontraram evidência da presença relevante de informação assimétrica na perfuração *offshore*. Eles observaram que as firmas que detêm informação privilegiada<sup>42</sup> obtêm melhores retornos líquidos *ex post* sobre os seus aluguéis de equipamentos do que as firmas com falta de informação. Esse resultado pode consubstanciar em um dos fatores que explicam a heterogeneidade em custos de projetos com escala semelhante. A assimetria de informação entre os operadores poderia manifestar um conjunto de capacidades que as firmas melhor informadas têm de que as demais não dispõem.

Outro aspecto que também influenciaria os custos, além da assimetria informacional, foi apontado por Jablonowski Wiboonkij e Neuhold (2008) que examinam a perda de valor incorrida quando as decisões conceituais estão baseadas em estimativas erradas de variáveis de input. Os resultados sugerem que os custos de usar essas estimativas para custos (ou cronograma de execução) de um projeto de petróleo, ou para custos de expansão são comparáveis aos custos de erros de estimativas em volumes de reservas. Os autores também lembram que embora os resultados de um modelo de custo não possam ser perfeitamente generalizados ou ajustados a todas as situações, os seus exercícios de estimação do custo de erros são consistentes com as expectativas da indústria.

Uma investigação que também merece menção foi publicada por Lenzen e Startzman (1989), e contém uma modelagem de minimização de custo de desenvolvimento, aplicada a campos de petróleo e gás *offshore*. Em seu trabalho os autores representaram os custos de capital (perfuração e instalações) por meio de funções de custos, mas chamam a atenção para a impossibilidade de generalizá-las devido à complexidade de projetos dessa natureza. Eles enfatizam o quanto esse tipo de empreendimento costuma ser oneroso, longo e complexo. Foi exatamente essa complexidade que tornou inapropriado o desenvolvimento, nesta tese, de uma função de custo, que se propusesse geral para toda a população de projetos em águas profundas. O tamanho da amostra e os valores dos dados disponíveis para este trabalho também não suportariam um modelo contendo uma função de custo geral.

---

<sup>42</sup> Não se trata aqui apenas de informação privilegiada sobre as condições geológicas de uma área, mas particularmente sobre um conjunto de aspectos técnicos e de mercado que podem influenciar as decisões e o desempenho das empresas.

O estudo da Eastern Research Group (2011) desenvolve uma função de custo para atividades de perfuração de poços exploratórios e outra para poços de desenvolvimento. Essa função é uma composição entre uma função de custos de *commodities* e uma função de custo de serviços de diferentes fornecedores. Mais uma vez se verifica a inviabilidade de uma *função de custos* única para toda a atividade de *upstream*. O esforço de estimar uma função de custo empreendido na referida publicação é muito mais específico – refere-se apenas à perfuração – e ainda assim requer agregação de duas funções de custos ainda mais particulares. Na prática, a escassez de literatura com estimação de funções de custo para o *upstream* do setor de petróleo e gás, em geral, e para o segmento de atividades de E&P em águas profundas, em particular, reflete as importantes limitações associadas a esse desafio.

O estudo de Gomes (2008) foca o caso da Petrobras e dispõe da base de dados da própria firma, devido à sua condição de empregado da Empresa. Ele investiga o desempenho dela no controle de custos em suas atividades de *upstream*. O autor adota uma função de custos do tipo Cobb-Douglas simples, para representar os fatores de produção, e constata que ela se ajusta bem para avaliar o E&P de petróleo. O trabalho concluiu que a mudança na estrutura organizacional da Petrobras, associada à introdução de esquemas de incentivos, afetaram o desempenho em custos da firma.

Em outros termos, a capacidade gestora da Petrobras foi relevante para determinar o seu nível de eficiência em custos. A empresa teria experimentado uma queda de 14% nos custos das unidades produtivas do E&P da companhia entre janeiro de 1995 a dezembro de 2006. O autor também<sup>43</sup> reconheceu a importância de realizar uma pesquisa de campo, diante da complexidade do setor, a fim de complementar as análises quantitativas, porém ele não apresentou a metodologia e nem mesmo os resultados da pesquisa de campo que foi mencionada naquele trabalho.

Nos trabalhos de Acha (2000, 2002) sobre os impactos das capacitações tecnológicas no desempenho operacional, a autora constata que as relações entre esses dois aspectos são muito complexas para serem modeladas simplesmente por variáveis e funções. Ela sugere que abordagens qualitativas — que nesta tese é realizada no próximo capítulo — devem complementar a abordagem quantitativa.

Segundo a autora, a sua primeira tentativa de quantificação daquelas capacitações, realizada em Acha (2000), teria resultado em uma figura enigmática dos perfis tecnológicos das *majors* do petróleo. As três razões apontadas para isso teriam sido as seguintes: i) as

---

<sup>43</sup> Assim como o autor da presente tese.

métricas utilizadas não avaliam bem a capacidade tecnológica das empresas; ii) os transbordamentos de conhecimento entre as firmas não são insignificantes, mas não são capturados pelas unidades de medida utilizadas; iii) e o fator crítico da capacidade tecnológica de uma petroleira se assenta em sua competência para integrar as tecnologias (internas e externas) e essas capacitações não são analisadas quantitativamente.

A autora conclui que há a necessidade de uma abordagem qualitativa para resolver as questões relativas ao papel das capacitações tecnológicas na determinação do desempenho no *upstream* do petróleo. Já em Acha (2002), no trabalho que corresponde à sua tese de doutorado, a autora utilizou o conceito de quadro tecnológico, que ajudaria a relacionar os padrões dos insumos tecnológicos usados pela firma aos seus resultados e ao seu desempenho operacional. A autora usou dados em painel, relacionando aspectos implícitos e explícitos daquilo que seria o quadro tecnológico das petroleiras. Ela os correlacionou com métricas tradicionais utilizadas para avaliar as atividades tecnológicas das empresas.

As variáveis utilizadas por ela foram despesas com P&D, em relação aos gastos de capital no *upstream*, número de patentes e publicações relacionadas às atividades de E&P. Assim, Acha (2002) conclui que o seu modelo com dados em painel falhou na tentativa de encontrar relações entre capacitação tecnológica e desempenho operacional, medido por adição de reservas, por exemplo. Tais resultados derivam da complexidade das relações entre as variáveis no interior do *upstream* do petróleo e gás, em decorrência das incertezas inerentes às atividades de E&P e do potencial das firmas para gerá-las.

Dessa revisão de literatura depreendeu-se que a complexidade do setor requer uma modelagem simples, mas com variáveis mais amplas, conforme apresentado a seguir.

## 5.2 Dados: Etapas de Coleta e Processamento dos Dados

A base de dados é composta por um conjunto de projetos *offshore* de petróleo e gás empreendidos em águas profundas<sup>44</sup>, desde o final da década de 1960, nessas condições, o recorte temporal da amostra utilizada nos exercícios econométricos compreende dados de descobertas realizadas no ano de 1969 até o ano de 2012. A investigação que é apresentada ao longo deste capítulo requereu a coleta de conjunto de dados de natureza técnica e econômica a respeito de projetos de petróleo e gás empreendidos em águas profundas.

---

<sup>44</sup> Por águas profundas leia-se profundidade de lâmina d'água igual ou superior a 300 metros.

O elevado poder econômico do setor e o interesse comercial relacionado aos dados de suas atividades vêm reduzindo, cada vez mais, a disponibilidade de bases de dados a custos acessíveis à atividade de pesquisa acadêmica. Também por essa razão, o volume de literatura acadêmica desenvolvida sobre o assunto é relativamente pequeno e não corresponde à relevância do tema para a economia, para os países produtores e para as petroleiras.

Diante disso, a primeira alternativa encontrada foi a constituição de uma base de dados própria, a partir da coleta de informações por meio das páginas oficiais e de relatórios das petroleiras, assim como por intermédio de órgãos públicos relacionados, instituições que prestam serviços ao setor e publicações especializadas.

Faz-se necessário observar que o elevado tempo necessário para reunir essas informações resulta do fato de que elas se encontram dispersas e, eventualmente, desatualizadas, essa situação exigiu um esforço de sistematização e de checagem das informações. Na sequência o processo de tratamento das informações também exigiu um tempo considerável de dedicação.

Muitas informações relevantes são oferecidas por consultorias, mas a maior parte delas é informação proprietária e não é passível de publicação na tese, sem prévia autorização do autor. A base de dados constituída para esta tese conta com elementos de diversas fontes e inclui dados da consultoria *Quest Offshore*. O presidente da empresa Paul Hillegeist identificou méritos na proposta do modelo e da tese, os quais lhe foram apresentados pessoalmente. Ele cedeu (sem ônus), mediante cláusula de confidencialidade daquelas informações, os dados que constituíram parte das observações da base utilizada. O mesmo procedimento foi feito com a *Rigzone* que também disponibilizou, gratuitamente, a parte de sua base de dados que não estava disponível no *website*.

Os dados utilizados neste trabalho podem ser encontrados, majoritariamente, nas seguintes fontes: a) SubseaIQ; b) RigZone; c) *Quest Offshore*; d) *Offshore Technology Conference*; e) Goldman Sachs; f) Society of Petroleum Engineers; g) Oliver Wyman; h) *offshore technology magazine*; i) *blomberg*; j) *norwegian directorate*; assim como em outros sites institucionais, nas respectivas páginas virtuais das empresas analisadas e em artigos acadêmicos citados nesta tese.

Durante o processo de coleta, tomou-se o cuidado de aferir a confiabilidade dos dados, por isso os dados utilizados foram submetidos a um processo de confirmação por meio de informações prestadas pelas próprias firmas, por instituições públicas<sup>45</sup> e via publicações

---

<sup>45</sup> Incluem-se agências reguladoras e outros órgãos estatais.

especializadas. O procedimento foi útil para garantir a confiabilidade da base. Na maioria dos casos, o processo de confirmação é muito mais célere do que os procedimentos de busca sem a informação prévia. Com o uso das diversas fontes supramencionadas, foi possível averiguar a totalidade dos dados utilizados. Aqueles dados que não foram passíveis de confirmação foram descartados.

Cabe aqui salientar que todos os dados se referem, exclusivamente, ao subgrupo águas profundas do conjunto de projetos de E&P realizado *offshore*. Foram consolidados dados que correspondem a 138 projetos, os quais se distribuem, em sua maioria, entre as empresas *super-majors* do petróleo, a Petrobras e a Statoil.

Em posse dos dados brutos, eles foram organizados para que fosse possível obter informações agrupadas na forma dos seguintes elementos, a saber: i) Operador; ii) Produto; iii) Profundidade de Lâmina D'água; iv) País; v) Sistema de Produção utilizado; vi) Custo de Capital; vii) Reservas; viii) Data de Descoberta; ix) Data de Início da Exploração. A seleção dessas variáveis foi apoiada na literatura que propõe alguma função de custo ou trata do tema eficiência/produktividade no *upstream* do setor de petróleo e gás. Ao final deste capítulo, quando da discussão dos resultados parte dessas contribuições da literatura será abordada. As variáveis supramencionadas são úteis para ajudar a responder a pergunta sobre a eficiência em custo das firmas.

### **5.3 Escolha Fundamentada das Variáveis**

Deve-se salientar que a escolha das variáveis foi baseada na análise da literatura aplicada e na pesquisa de campo realizada junto a especialistas e profissionais do setor de Petróleo e Gás. A maior parte das variáveis utilizadas possui natureza Geológica, Técnica e Econômica. O elemento “Projeto” constitui a unidade elementar da análise. Ela se refere ao empreendimento de Exploração e Produção realizado em um campo ou conjunto de campos de petróleo e gás.

Na amostra utilizada não existem dois projetos diferentes com o mesmo nome, portanto, cada um deverá corresponder a um país hospedeiro particular e ser operado por uma empresa específica. O “Operador” é a empresa que gere (opera) o projeto de E&P de petróleo e gás, portanto essa variável corresponde ao nome da petroleira que opera o empreendimento. A empresa que o executa pode ser a única dona do projeto, mas, também pode apenas figurar



como a detentora de participações no consórcio de investidores. Com frequência a firma operadora é aquela que detêm a maior parcela das ações do consórcio.

Um operador pode gerir vários projetos em diferentes países, mas como foi discutido no terceiro capítulo, as especificidades regulatórias e fiscais de cada país podem conduzir a diferenças nos custos dos projetos. Por essa razão, a variável “País” também foi testada neste modelo. Os atributos de cada bacia sedimentar influenciam as características das formações geológicas nela contidas, ou seja, é possível que a região em que se encontra o reservatório influencie os seus custos, seja por razões técnicas ou econômicas e regulatórias.

Outra variável que pode ser atribuída a fatores geológicos é a “Profundidade de Lâmina D’água”. Essa caracterização é pertinente, porque o local de ocorrência dos hidrocarbonetos é determinado por elementos aleatórios e históricos, específicos à região em que os recursos são encontrados. A utilização desta variável se justifica pelo fato de que é possível haver diferenças, por exemplo, de produtividade dos poços, em distintos níveis de profundidade dos reservatórios. Os custos de um projeto tendem a ser inferiores quando os poços são mais produtivos e é preciso perfurar um número menor.

A principal variável, determinada por fatores geológicos, é o volume de “Reservas”. Quanto mais apropriada, à produção, for uma acumulação de recursos, maior tende a ser o potencial de produção, seja devido a melhores condições de permeabilidade e transmissibilidade ou por mecanismos naturais que mantêm elevada a pressão interna do reservatório. O volume de reservas reflete a quantidade de hidrocarbonetos contidos no reservatório (*In Situ*) e o fator de recuperação.

## 5.4 Metodologia

Em posse de uma base com dados de 138 projetos de petróleo e gás em águas profundas, empreendeu-se um exercício de modelagem econométrica que envolveu duas etapas, compreendendo três procedimentos principais, conforme se pôde observar na Tabela 9.

Antes da primeira etapa foi necessária a classificação das observações, a qual requereu um procedimento preliminar, em que se empregou uma regressão quantílica. Em seguida, a primeira etapa do processo de modelagem envolveu uma regressão linear e a realização de um teste t. O fito era especificar o modelo geral e expurgar o efeito que as economias de escala exercem nos custos. A segunda etapa correspondeu à realização de testes de diagnóstico e à

especificação do modelo final. O objetivo era identificar as fontes de heterogeneidades dos projetos.

O procedimento preliminar da primeira etapa (regressão quantílica) objetivava classificar os dados de custos e verificar se as diferenças entre eles eram estatisticamente significativas. Esse procedimento se justificou, porque as observações dessa população não apresentam uma classificação apriorística. Os projetos, em princípio, não poderiam ser distinguidos por alguma característica própria a eles que, a priori, já explicasse alguma possibilidade de diferença, intuitiva, nos custos. Se a população envolvesse, por exemplo, dados de homens e mulheres, o procedimento de classificação seria desnecessário, uma vez que esta clivagem por gênero seria suficiente.

Depois de classificados, ainda na primeira etapa, os dados foram submetidos a um modelo de regressão simples, no qual, a variável “Custo” é relacionada com “Reservas”. Esta categoria corresponde à escala produtiva. Na prática, o que se fez foi procurar expurgar o efeito das economias de escala nos custos, uma vez que se sabe que elas são importantes nesse setor.

Na segunda etapa modelou-se a probabilidade de um projeto pertencer a grupo menos eficiente como função das seguintes variáveis: i) Operador; ii) Produto; iii) Profundidade de Lâmina D'água; iv) País; v) Sistema de Produção utilizado; vi) Custo de Capital;vii) Data de Descoberta; viii) Data de Início da Exploração. De maneira resumida, a literatura empírica revisada sugeriu que a eficiência das empresas poderia ser analisada a partir das seguintes variáveis, a saber: i) Preço do Petróleo; ii) Experiência de Perfuração; iii) Metros Perfurados por Dia; iv) Profundidade de Lâmina D'água; v) Profundidade Perfurada; vi) CAPEX Real/Poço; vii) Reservas; viii) Profundidade Média; ix) “Tipo” de petroleiras; x) Temperatura; xi) OPEX; xii) CAPEX; xiii) *Government Take*; xiv) Depleção ao Longo da Vida do Campo; xv) Tempo de Perfuração.

A segunda etapa compreendeu a realização de testes de diagnóstico no modelo final. O fito era assegurar que ele ajudaria a identificar as fontes de heterogeneidade nos custos dos projetos petrolíferos de águas profundas.

A tabela 9 resume os procedimentos, os objetivos e os respectivos resultados de cada técnica empregada.

Tabela 7 - Resumo dos Procedimentos Adotados

<b>Técnica Empregada</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Resultado</b>
Regressão Quantílica, Regressão linear e Teste t	Classificar a população em sub-populações (categorias). Especificar o modelo geral e expurgar efeito da Escala.	Diferença significativa, estatisticamente, entre 'mais eficientes' e 'menos eficientes'. Modelo está bem ajustado e com R2 alto.
Modelos para resposta binária: Probit e Logit	Identificar as fontes das heterogeneidades nos custos dos projetos de águas profundas	Relação Positiva com Custos: Preço do Petróleo e Duração do Desenvolvimento. Resultado estatisticamente significativo.

Fonte: Elaboração Própria

## 5.5 Perguntas a serem respondidas por modelo estatístico

A pergunta elementar a ser respondida pela primeira etapa do processo de modelagem é a seguinte: *há diferenças de custos de capital significativas entre os projetos das empresas?* A resposta a essa questão foi construída em duas etapas, cada uma com alguns passos intermediários que serão apresentados na sequência.

O objetivo dessa pergunta é responder se as petroleiras se diferenciam do ponto de vista dos seus custos. Essa pergunta preliminar se justifica, já que ela forneceria a base para a pergunta da tese acerca da competitividade em custos das petroleiras. Só faz sentido tratar deste tema, se houver a possibilidade de uma diferenciação, estatisticamente significativa, entre os custos incorridos em distintos projetos de petróleo e gás, executados por diferentes firmas.

Tendo em vista que as características dos campos e reservatórios podem variar, entendeu-se que seria fundamental ponderar a análise dos custos pelo principal elemento de diferenciação entre os projetos, qual seja: a escala produtiva. Esta, por seu turno, é a manifestação do volume de reservas, que é determinada, basicamente, por fatores geológicos e, portanto, alheios à maior parte das decisões das petroleiras. Diferenças de escala podem gerar assimetrias nos custos médios por barril de óleo equivalente (BOE). Este indicador de custo também é conhecido como *CAPEX/BOE*.

A teoria econômica também suporta a concepção de que diferenças na escala de produção, frequentemente, geram diferenciações nos custos médios. Por isso, foram necessários procedimentos que retirassem esse efeito da escala. O propósito aqui era investigar se há diferença substancial (estatisticamente<sup>46</sup> significativa) da eficiência em custos

<sup>46</sup> Diferenças matemáticas de valores não necessariamente constituem diferenças estatísticas. Enquanto as primeiras não seriam úteis para efeito de análises comparativas, a segunda categoria ajuda a demonstrar que eventuais diferenças são ou não relevantes para um tomador de decisão, por exemplo.

dos projetos, ou se elas decorrem meramente das diferenças na escala de produção, ou seja, do volume de reservas que o projeto deverá extrair.

Algumas opções metodológicas foram consideradas antes do emprego do caminho escolhido. A situação ideal seria aquela em que o tamanho da amostra e a natureza dos dados permitissem que fossem comparados diferentes projetos com um mesmo volume de reservas (uma mesma escala). Também poderia haver a alternativa de formar grupos (*clusters*) com aqueles projetos que estavam situados em níveis semelhantes de escala (reservas) para, então, compará-los na sequência. Contudo, os dados disponíveis não suportavam essas duas situações.

Além da dificuldade de se generalizar uma função de custos para a indústria, o conjunto de dados não foi suficiente para um modelo desse tipo. Primeiro, em decorrência da natureza dos dados, que se referiam a uma população naturalmente limitada, como é o caso dos projetos em águas profundas. Em segundo lugar, os dados disponíveis não correspondiam a uma desagregação dos insumos, que segregasse de forma clara, por exemplo, os custos com força de trabalho, os custos de capital por categorias de gasto. Por isso, eles não permitiriam a elaboração de uma função de custos consistente. Não foram encontrados meios para acessar dados de custos detalhados, especialmente, porque se trata de informações estratégicas das empresas.

O fato das principais operadoras em águas profundas serem grandes petroleiras integradas dificultou a segregação dos dados publicados nos relatórios dessas empresas, conforme a natureza das suas atividades para, então, considerar apenas os valores correspondentes aos projetos empreendidos em águas profundas. Diante disso, optou-se por utilizar os dados de custo no nível de agregação disponível e realizar um estudo empírico de custos.

Para testar a heterogeneidade, optou-se por comparar duas subamostras na ausência de uma classificação que fosse própria (inerente) aos dados de custo da amostra. Foi necessário realizar uma classificação artificial para, em seguida, avaliar a diferença estatística das observações de custos dos projetos.

O caminho percorrido nesta investigação iniciou-se, então, pela classificação das firmas entre as categorias de “mais eficientes” e “menos eficientes”. O próximo passo empreendido foi testar se a relação entre a escala (reservas) e os custos das mais eficientes é diferente (estatisticamente) daquela obtida para as menos eficientes, assumindo um modelo de regressão linear. A figura 41 apresenta a distribuição dos dados de custos dos projetos já

transformados para escala logarítmica. Essa transformação se mostrou necessária devido à concentração espacial das observações que dificultaria a classificação.

O procedimento preliminar da etapa inicial foi realizado por intermédio do emprego da Regressão Quantílica. O segundo passo se remete diretamente à pergunta inicial, qual seja: se há diferença significativa entre os projetos das empresas. Esta segunda etapa será apresentada ao longo deste capítulo.

Antes, cabe esclarecer que a Regressão Quantílica (RQ) pertence a um grupo de instrumentos estatísticos robustos utilizados para estimação. Ela consiste em uma extensão do modelo de regressão linear. De acordo com o trabalho seminal de Koenker e Basset Jr. (1978), as principais vantagens da Regressão Quantílica são, a saber: I) permitir caracterizar toda distribuição condicional de uma variável resposta a partir de um conjunto de regressores; II) possibilitar a sua utilização mesmo quando não se tratar de uma distribuição de Gauss e; III) ser robusta a outliers. Em suma, a técnica possui as propriedades<sup>47</sup> de equivariância e robustez, o que corrobora e justifica o seu emprego para os propósitos citados (KOENKER, 2000 e KOENKER, BASSET JR.; 1982).

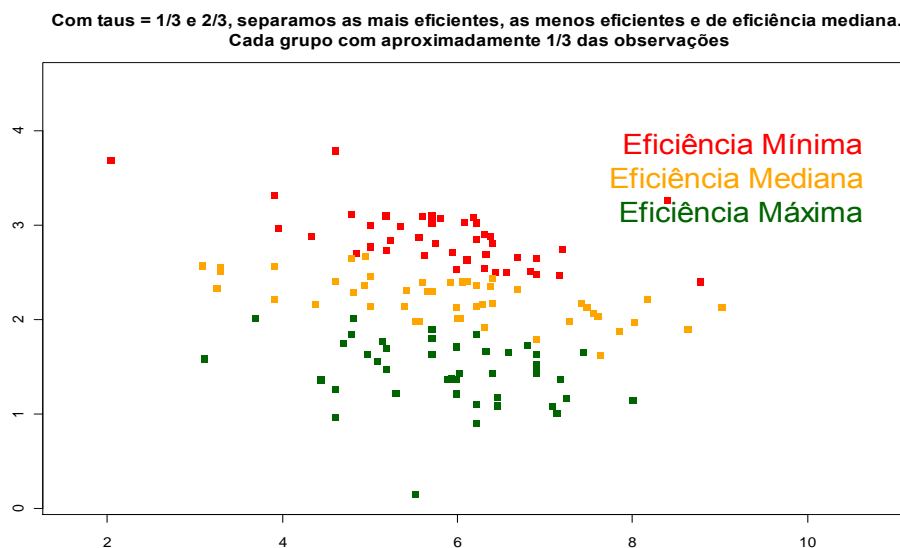
Neste trabalho, a heterogeneidade entre os projetos foi testada com base na significância de uma “*Dummy*”, que assumia o valor de 0 no grupo classificado como mais eficiente, e 1 no grupo classificado como menos eficiente, bem como na interação desta com a escala, em um modelo de regressão linear, como se pode observar na figura 41. Os dados foram transformados para escala logarítmica para favorecer a análise, uma vez que, a princípio se encontravam concentrados.

O primeiro procedimento adotado foi a divisão da população em 3 (três) subpopulações. Isso significou segmentá-la em três frações de um terço (1/3). Uma delas corresponderia ao subgrupo de projetos mais eficientes, enquanto a outra ao grupo de eficiência mediana e a terceira a projetos com menor eficiência. Essa clivagem foi realizada para que fosse feita a Regressão Quantílica empreendida com os taus 1/3 e 2/3. Em seguida, foram retiradas apenas duas subpopulações: a dos 1/3 mais eficientes e dos 1/3 menos eficientes. A figura 41 é o resultado da divisão supramencionada.

---

<sup>47</sup> Para maior aprofundamento ver Koenker (2000, pp.43-44) e Koenker, Bassett Jr.; 1982, em que elas se encontram muito bem explicadas.

Figura 41 - Sub-Populações com taus de 1/3 da População



Fonte: Elaboração Própria

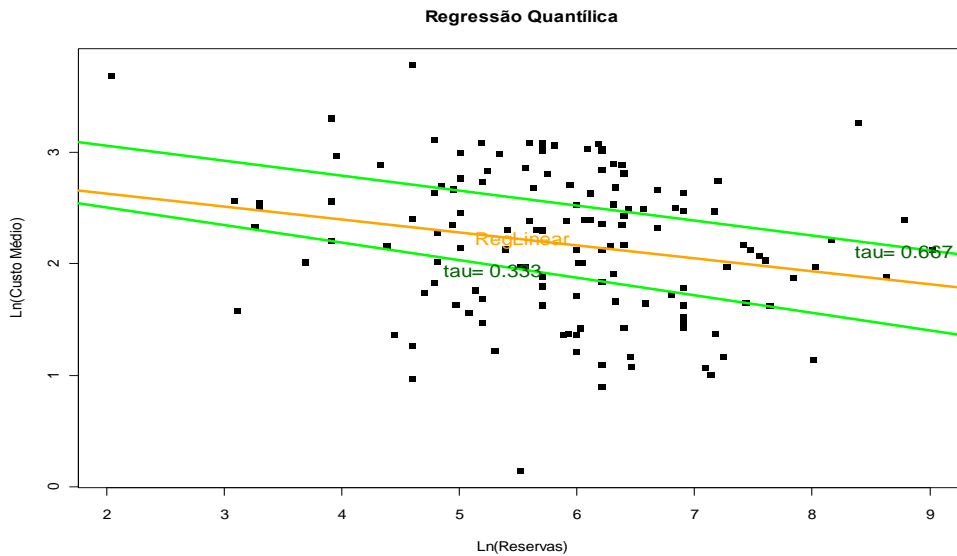
A classificação da amostra de custos médios, em sub-amostras, foi feita com o uso da regressão quantílica para que a escala (nível de reservas) fosse devidamente considerada. No entanto, essa classificação também poderia ter sido feita de uma forma bem simples, por exemplo, por intermédio da separação entre diferentes níveis com a utilização de linhas paralelas em relação ao eixo horizontal. Em outros termos, a amostra teria dois níveis de custos que serviriam como ponto de corte da amostra, por exemplo, USD\$10,0 e USD\$ 20,0 por barril.

As observações que estivessem entre esses dois valores estariam ao nível de eficiência mediana, enquanto aquelas que estivessem acima de USD\$ 20,0 por barril corresponderiam ao grupo de eficiência mínima e, as de custos médios que estivessem abaixo de USD\$10,0 conformariam a subamostra de maior eficiência em custos. Todavia, faltaria rigor a esse procedimento, ou seja, ele não seria adequado por não considerar a importância relativa das reservas na classificação.

Já a classificação com base na regressão quantílica permitiu que o nível de reservas de cada observação, correspondente a um custo médio, fosse devidamente considerado. Neste caso, está sendo contemplando, simultaneamente, o custo dividido pelas reservas (custo médio) e o patamar de reservas do projeto correspondente. Esse procedimento corresponde ao esforço de expurgar o efeito escala, antes de classificar os projetos. Do contrário, estariam sendo tratados como iguais os projetos que possuem diferentes relações custos-escala.

Nesta tese, essa constitui a principal justificativa<sup>48</sup> para a utilização da regressão quantílica. A figura 42 demonstra o emprego da regressão quantílica supramencionada e de uma regressão linear simples. Tanto os interceptos quanto as inclinações das curvas são visivelmente diferentes.

Figura 42 - Regressão Quantílica



Fonte: Elaboração Própria

### 5.6 Modelo e Variáveis

O modelo de regressão linear é composto por:

$$\text{Produto} = \beta_0 + \beta_1 \text{ Insumo} + \gamma_1 \text{ Controle} + \gamma_2 (\text{Controle:Insumo}) + \varepsilon$$

Tabela 8 - Descrição das Variáveis

<b>Produto</b> = Log Natural do Custo Médio
<b>Insumo</b> = Log Natural da Reserva
<b>Controle</b> = Variável <i>Dummy</i> [1 se estiver no grupo das menos eficientes e 0 no grupo das mais eficientes]
<b>[Controle:Insumo]</b> = Interação [produto] entre Insumo e Controle

Fonte: Elaboração Própria

<sup>48</sup> Landajo e Lorca (2008:230) adotam procedimento semelhante em um artigo que se propõe a mensurar o desempenho das firmas em termos de retornos por ativos.

As observações de projetos com eficiência mediana não foram utilizadas.

### 5.6.1 Resultados e Modelo Linear Geral

Tabela 9 - Descrição das Variáveis

	<b>Coefficiente</b>	<b>Erro Padrão</b>	<b>Significância</b>
Intercepto	1.98	0.26	5.73e-11***
Controle	1.79	0.35	2.29e-06***
Insumo	-0.09	0.04	0.05*
Controle:Insumo	-0.067	0.06	0.26

Fonte: Elaboração Própria

Códigos de Significância: 0 ‘\*\*\*’ 0.001 ‘\*\*’ 0.01 ‘\*’ 0.05 ‘.’ 0.1 ‘ ’ 1  
 (Parâmetro de Dispersão para família binomial é tomada como sendo 1)  
 Resíduo do Erro Padrão: 0.3 com 86 graus de liberdade.  
 R-quadrado Múltiplo: 0.86; R-quadrado ajustado: 0.85  
 Estatística F: 171.1 sobre 3 e 86 DF; P-Valor:  $< 2.2e^{-16}$

### 5.6.2 Resultados do Modelo Linear Restrito:

Tabela 10 - Dummy de “deslocamento” [Controle] significativa

	<b>Coefficiente</b>	<b>Erro Padrão</b>	<b>Significância</b>
Intercepto	2.19962	0.17943	$2e^{-16}$ ***
Controle	<b>1.40052</b>	<b>0.06320</b>	<b><math>2e^{-16}</math> ***</b>
Insumo	-0.12580	0.02952	$5.14e^{-5}$ ***

Fonte: Elaboração Própria

Códigos de Significância: 0 ‘\*\*\*’ 0.001 ‘\*\*’ 0.01 ‘\*’ 0.05 ‘.’ 0.1 ‘ ’ 1  
 Resíduo do Erro Padrão: 0.3 com 87 graus de liberdade.  
 R-quadrado Múltiplo: 0.85; R-quadrado ajustado: 0.85  
 Estatística F: 255.1 sobre 2 e 87 DF; P-Valor:  $< 2.2e^{-16}$

## 5.7 Segunda Etapa: Fontes da Heterogeneidade

### 5.7.1 Identificando fontes da heterogeneidade

Na segunda etapa o propósito foi identificar fatores que afetam a probabilidade de um projeto pertencer ao grupo dos menos eficientes. O plano de investigação traçado para isso



envolveu a classificação realizada na primeira etapa, o que permitiu a criação de uma variável binária denominada “Controle”. Quando Controle = 0, ele corresponde a um projeto do grupo mais eficiente, enquanto, o controle = 1 se refere a projetos do grupo menos eficiente<sup>49</sup>.

Para identificar quais fatores aumentam a probabilidade de um projeto ser do tipo desempenho superior, foram utilizados modelos para resposta binária, basicamente, Logit e Probit. A variável “Controle” foi chamada de “classificação” e correspondeu à resposta ao questionamento elaborado no início.

### 5.7.2 Fundamentos dos Modelos Probit e Logit

Os modelos Logit e Probit são empregados para variáveis binárias (que podem assumir somente dois valores: zero ou um, sem perda de generalidade. Esses modelos binários são uma extensão do experimento de lançar uma moeda. Nele a variável dependente toma um dos dois valores, 0 ou 1. A probabilidade de sucesso é modelada como função não linear de uma combinação linear dos regressores. De acordo com Cameron (2005, p. 469 - 471), os modelos *Logit* e *Probit* são especificados da seguinte maneira.

O modelo *Logit* (ou modelo de regressão logística) especifica:

$$p = \Lambda(\mathbf{x}'\boldsymbol{\beta}) = \frac{e^{\mathbf{x}'\boldsymbol{\beta}}}{1 + e^{\mathbf{x}'\boldsymbol{\beta}}},$$

Onde:  $\Lambda(\cdot)$  é o coeficiente da função de densidade cumulativa logística, com  $\Lambda(z) = e^z / (1 + e^z) = 1 / (1 + e^{-z})$ .

Já o modelo *Probit* especifica a probabilidade condicional:

$$p = \Phi(\mathbf{x}'\boldsymbol{\beta}) = \int_{-\infty}^{\mathbf{x}'\boldsymbol{\beta}} \phi(z) dz,$$

Onde:  $\phi(z) = (1/\sqrt{2\pi}) \exp(-z^2/2)$  é a função de densidade de uma variável normal padrão e  $p$  = probabilidade de sucesso [dependente =1].

---

<sup>49</sup> Uma forma intuitiva de registrar essa convenção entre o zero e o um é lembrar que projetos com custos maiores correspondem ao grupo dos menos eficientes em custos.

Muito embora esses dois tipos de modelo apresentem resultados muito próximos, a vantagem do modelo Logit é a simplicidade de sua explicação. Ele utiliza a distribuição logística (de probabilidade acumulada) que é algebricamente mais simples do que a distribuição normal, a qual se emprega nos modelos Probit.

O modelo Probit foi criado por Aitchison & Silvey (1957). Ambos os modelos são não-lineares e, *a priori*, não há um motivo para optar por um deles. Eles produzem resultados similares, uma vez que as funções de densidade cumulativas das duas distribuições se diferenciam apenas nas caudas, levemente. Por essa razão, as diferenças seriam significativas apenas quando há muitas observações extremas (DAVIDSON e MACKINNON, 2004; ALDRICH e NELSON, 1984).

Nesta tese, os modelos *Logit* e *Probit* foram estimados para os projetos classificados na população mais eficiente e menos eficiente. Diferentes grupos de variáveis foram testados. Ao final, as variáveis que não se mostraram significativas foram as seguintes: operador, contrato, tecnologia, descoberta e 'primeiro óleo'. Os resultados obtidos com esses dois modelos são apresentados na sequência.

### 5.7.3 Resultados do Modelo Probit

Tabela 11 - Estimação dos Coeficientes das Variáveis de Controle

	Coeficiente	Erro Padrão	Estatística Z
PROF	-0.04 10 <sup>-2</sup>	0.0	0.09
TEMPO	0.17	0.05	0.07 10 <sup>-2***</sup>
PREÇOP	0.02	0.06 10 <sup>-1</sup>	0.14 10 <sup>-1*</sup>
D.BRANG	-0.59	0.33	0.07.
D.PRODP	-0.47	0.29	0.11

Fonte: Elaboração Própria

PROF = Profundidade; TEMPO = Período de Desenvolvimento; PREÇOP = Preço do Petróleo; D.BRANG = *Dummy* Brasil & Angola; PRODP = Produto Petróleo.

Códigos de Significância: 0 '\*\*\*\*' 0.001 '\*\*' 0.01 '\*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1  
(Parâmetro de Dispersão para família binomial é tomada como sendo 1)  
Variância Nula: 120.504 com 86 graus de liberdade.  
Resíduo da Variância: 99.74 com 81 graus de liberdade. AIC: 111.74.  
Número de Interações de *Fisher Scoring*: 5.

### 5.7.4 Resultados do Modelo Logit

Tabela 12 - Estimação dos Coeficientes das Variáveis de Controle

	<b>Coeficiente</b>	<b>Erro Padrão</b>	<b>Estatística Z</b>
Profundidade	-0.67 10 <sup>-3</sup>	0.41 10 <sup>-3</sup>	0.1
TEMPO	0.28	0.09	0.13 10 <sup>-2**</sup>
Preço do Petróleo	0.03	0.01	0.02*
D.BReANG	-0.97	0.56	0.08.
D.Produto Petróleo	-0.75	0.49	0.13

Fonte: Elaboração Própria

Códigos de Significância: 0 ‘\*\*\*’ 0.001 ‘\*\*’ 0.01 ‘\*’ 0.05 ‘.’ 0.1 ‘ ’ 1  
 (Parâmetro de Dispersão para família binomial é tomada como sendo 1)  
 Variância Nula: 120.50 com 86 graus de liberdade.  
 Resíduo da Variância: 99.90 com 81 graus de liberdade. AIC: 111.90.  
 Número de Interações de *Fisher Scoring*: 4

### 5.7.5 Resultados dos Modelos Probit e Logit

As variáveis dos modelos finais foram as mesmas. Os modelos Logit e Probit tiveram desempenho equivalente. Ambos os modelos apresentam um poder explicativo relevante.

Tabela 13 - Resumo dos Resultados

	<b>OBS=0</b>	<b>OBS=1</b>
PREV=0	0.38	0.16
PREV=1	0.14	0.32

Fonte: Elaboração Própria

A análise desses resultados aponta que os acertos em percentuais na diagonal principal somam 70% (38%+32%). Os erros somam 30% (14%+16%). Previsão: se a probabilidade estimada foi maior que ½, então,  $prev = 1$ ; c.c.,  $prev = 0$ . Como era esperado, ambos os modelos apresentaram os mesmos sinais para cada variável utilizada. As diferenças podem ser identificadas nas magnitudes dos coeficientes e no nível de significância de cada variável. No Probit, por exemplo, a variável Tempo apresentou o maior nível de significância (representado por \*\*\*).

- 1) *Profundidade* - tem sinal negativo, porque a amostra aqui utilizada contém apenas projetos em águas profundas. Este resultado não indica que projetos em águas profundas tenham maior probabilidade de se enquadrarem entre os mais eficientes,

senão que, no interior do grupo de águas profundas, uma maior profundidade não se traduz, necessariamente, em custos médios superiores.

- 2) *Preço do Petróleo* - apresenta sinal positivo, como se esperava, por ser um fato estilizado. Na seção 4.3.10, do quarto capítulo, essa relação já foi discutida em maiores detalhes. Em suma, a probabilidade de um projeto se situar entre os mais eficientes em custos reduz-se, quanto maior for o preço do petróleo.
- 3) *Petróleo* - tem sinal negativo indicando que os projetos com predominância de petróleo têm maior probabilidade de figurar entre o grupo dos mais eficientes do que aqueles casos em que a produção de gás é majoritária ou exclusiva.
- 4) *Tempo de Desenvolvimento* - tem sinal positivo, o que quer dizer que um projeto com a fase de desenvolvimento mais longa tem menor probabilidade de se posicionar entre os mais eficientes em custos do que aqueles que foram desenvolvidos em períodos mais curtos.
- 5) A *Dummy* que contempla os projetos no *Brasil* e em *Angola* apresentou sinal negativo. A interpretação disso é que os projetos que se encontram nesses dois países têm maior probabilidade de se encontrarem entre os mais eficientes em custos do que aqueles localizados nos demais países constituintes da amostra. Ressaltamos que os efeitos de Brasil e Angola foram indistinguíveis estatisticamente e, por isso, utilizou-se apenas uma *dummy* para ambos os países.

Algumas variáveis que não estavam disponíveis para a elaboração deste trabalho poderiam ser consideradas numa análise posterior, ou, ainda, outras transformações das variáveis incluídas, mesmo aquelas que foram retiradas pelo fato de não serem significativas. Importa salientar que os coeficientes estão bem estimados. Nessas condições, podem ser extraídas algumas conclusões a respeito de fatores que afetam a produtividade.

## 5.8 Limitações da Modelagem do Tema

É preciso reconhecer as limitações das avaliações comparativas, no bojo da indústria do petróleo e gás, devido às especificidades técnicas de cada projeto, que podem influenciar as análises com base em comparações. Por esse motivo foi escolhido um indicador muito utilizado na indústria para a análise do desempenho de projetos, qual seja: o índice *CAPEX/BOE*. Essa razão expressa, em outros termos, o custo de capital médio de um projeto. Em princípio, ela seria determinada por, pelo menos, quatro características dos

projetos de E&P, a saber: i) a lâmina d'água; ii) a profundidade dos reservatórios; iii) o tamanho do reservatório e; iv) transmissibilidade, que pode se expressar na produtividade por poço.

Cabe lembrar que, na prática, não existe nenhum campo idêntico ao outro, caso existisse a possibilidade de dois projetos serem desenvolvidos em condições exatamente iguais, no que se refere aos referidos parâmetros, a simples relação *CAPEX/BOE* seria ainda mais eficaz para comparar o desempenho de diferentes empresas. A comparação poderia estar focada nos custos, estrito senso, ou até mesmo incluiria a eficiência em termos de tempo de execução do projeto.

Embora haja alguma limitação na análise, é preciso considerar que a indústria vem realizando, diga-se de passagem, esforços crescentes no sentido de replicar<sup>50</sup> projetos. O fito é reproduzir conceitos e sistemas dimensionados para um campo ou reservatório específico, de modo a aplicá-los em novos projetos que, seguramente, teriam as suas idiossincrasias. Tal procedimento pode poupar muito tempo e capital, elevando a eficiência em custos.

## Conclusão

Ao longo da tese foi destacada a complexidade que caracteriza o setor e as atividades *offshore*. Daí se compreende a dificuldade de modelar as atividades de E&P, por exemplo. No quinto capítulo, em particular, foram identificadas distintas variáveis que poderiam influenciar o desempenho em custos das empresas petrolíferas. Uma parte desses fatores tem caráter não-controlável, uma vez que derivam dos preços de mercado dos insumos básicos ou das relações entre oferta e demanda por bens e serviços utilizados pela indústria petrolífera.

Obviamente, as particularidades de cada projeto também requerem o emprego de determinados equipamentos e serviços específicos, o que conforma os custos técnicos do empreendimento. Estes, por seu turno, se caracterizam por não poderem ser objeto de grandes alterações, pelo menos do ponto de vista conceitual. Determinados equipamentos de segurança, por exemplo, são obrigatórios e seguem uma única especificação. Alguns processos e práticas tendem a ser reproduzidos pelas petroleiras, apoiadas em estudos de benchmarking, que indicam as “melhores práticas” a serem adotadas pelos agentes da indústria.

---

<sup>50</sup> O termo FPSO replicante corresponde ao esforço para se aproveitar desenhos e conceitos em novos projetos.

Contudo, também existem outros aspectos que estão sujeitos às decisões das firmas e que podem ser difíceis de ser observados, mas que, provavelmente, manifestam-se no desempenho em custos das petroleiras. Este capítulo se propôs a avaliar quais variáveis são relevantes e significativas para se explicar a *performance* em custos das empresas que executam projetos de águas profundas, embora se reconheça a dificuldade de detalhar cada componente desses custos.

A modelagem econométrica ajuda a explicar o efeito nos custos decorrentes de cada uma variável de controle, dentre as quais se encontram aquelas que são quantificáveis ou passíveis de caracterização. Elas figuram entre as que podem ter maior impacto econômico em um projeto petrolífero de águas profundas. Algumas delas são insumos e outras refletem aspectos geológicos, técnicos ou institucionais.

Os resultados sugeriram que um projeto terá maior probabilidade de se enquadrar entre os mais eficientes nas seguintes circunstâncias, quais sejam: i) quanto menor for o preço do petróleo; ii) quando ele for capaz de produzir majoritariamente o petróleo; iii) quanto menor o período (tempo) de desenvolvimento das reservas; iv) na medida em que o projeto se encontrar nas províncias do Brasil e de Angola; v) quando ele estiver mais próximo de águas ultraprofundas do que de águas profundas. Esses três últimos resultados não são intuitivos e merecem ser mais bem qualificados.

Primeiro, é preciso esclarecer que o último resultado vale para uma amostra de projetos em águas profundas. Não se pode extrapolar a conclusão dele derivado para a comparação entre projetos de águas rasas e de águas profundas. Mesmo com essa ressalva, o resultado acima é pouco intuitivo e merece uma investigação em trabalhos futuros, por exemplo, reestimativas do modelo com base em outras bases de dados uma vez que além de não intuitivo, a significância do coeficiente é baixa quando comparada a de outras variáveis.

Se a relação for confirmada, deve-se ainda tentar explicá-la. Algumas explicações possíveis seriam: i) esse resultado estaria refletindo o baixo grau de maturidade desse ambiente exploratório e a tendência de se descobrir e desenvolver primeiro os campos melhores; ii) a segunda possibilidade é que esse resultado decorra da maior produtividade dos poços perfurados em maiores profundidades. Vale citar como exemplo o surpreendente nível de produtividade associado a alguns campos descobertos na camada pré-sal brasileira; iii) finalmente, é possível que o modelo não esteja capturando eventuais relações não lineares entre as reservas e a profundidade, cabe dizer que os primeiros projetos executados em maiores profundidades ocorreram em grandes campos.

Outro resultado não intuitivo que constitui uma contribuição desta tese se refere ao aspecto regional, o qual pode refletir as condições geológicas ou institucionais associadas a uma província petrolífera. Não se pretende aqui separar os eventuais efeitos de cada uma dessas duas dimensões. Importa apenas demonstrar que o aspecto locacional pode ter efeito relevante em custos. As duas províncias Brasil e Angola são aquelas onde é maior a probabilidade de se executar projetos que se encaixem dentre os mais eficientes em custos. Os dois países apresentaram resultados muito semelhantes em termos da magnitude do efeito sobre a probabilidade de o projeto ser do tipo menos eficiente.

Por essa razão as dummies de ambos os países foram reunidas para aumentar os graus de liberdade na estimação do modelo. É possível que variáveis de natureza geológica expliquem essa forte correspondência entre os dois países. Vale lembrar que a análise estatística aponta que o nível médio de reservas dos projetos angolanos chega a ser 40% inferior ao dos projetos brasileiros.

O arranjo contratual também não deve justificar esse resultado, uma vez que quase todos os projetos brasileiros estão sob o regime de concessão e a maioria dos angolanos sob o sistema de partilha. Outros aspectos institucionais, em contrapartida, poderiam fazer parte da explicação desse resultado não intuitivo, oferecido por esta tese.

Adicionalmente, a importância de duas variáveis chama muito a atenção nos resultados estatísticos obtidos. A primeira delas é a variável preço do petróleo, e a outra é aquela relativa à duração da fase de desenvolvimento de reservas. Elas constituiriam os aspectos mais significativos na determinação dos níveis de custos dos projetos, considerando as variáveis e dados empregados no modelo. Não é demais repetir, no entanto, que eventuais aumentos dos preços do petróleo estimulam novos investimentos, promovem a escassez relativa dos insumos, elevam os salários e os preços de mercado de bens e serviços especializados do setor, fazendo os custos subirem.

O segundo aspecto não é intuitivo e constitui outra importante contribuição do modelo para a discussão de competitividade em custos das petroleiras. O período de desenvolvimento das reservas de um campo (ou conjunto deles) exerce uma influência estatisticamente significativa no desempenho em custos das petroleiras. Empresas que executam seus projetos com maior celeridade têm maior probabilidade de situá-lo no roll dos projetos mais eficientes em custo, isto é, a petroleira manifesta maior competitividade em custos na execução de seus projetos.

Como demonstrado no quinto capítulo, eventuais atrasos nas fases de contratação, desenho conceitual e detalhamento de projeto podem prolongar a duração da etapa de

desenvolvimento do projeto e somar custos a ele. Os adiamentos de cronograma também podem decorrer de erros nas especificações dos projetos executivos das obras ou até mesmo por atrasos nos pagamentos de fornecedores e subfornecedores de bens e serviços.

Por fim, o resultado relativo ao tipo de produto predominante do projeto também apresenta uma interpretação em linha com o esperado pelos agentes da indústria. Projetos em que o petróleo é o produto predominante têm maior probabilidade de estarem no bojo daqueles mais eficientes do que os projetos realizados em campos de gás não-associado. As razões disso são evidentes. A infraestrutura necessária para o escoamento do gás tende a ser muito mais onerosa do que aquela empregada em campos de petróleo. O petróleo é um produto mais denso do que o gás, o que torna mais fácil e menos oneroso o seu armazenamento e transporte, por exemplo. Ademais, foram excluídas da apresentação de resultados as variáveis que tiveram o coeficiente muito próximo de zero e não passaram pelo teste de significância.

Em resumo, as variáveis não controláveis, influenciadas por aspectos geológicos, institucionais ou de mercado, exercem influência no desempenho em custos das petroleiras. Contudo, elas não são as únicas a atuar sobre a probabilidade de os projetos das firmas se situarem entre o grupo das mais eficientes. Os resultados sugerem que a capacidade de gestão de recursos e capacitações, expressas na competência para gerenciar projetos, por exemplo, pode figurar como um importante vetor na determinação do desempenho em custos de uma petroleira.

Conclui-se, portanto que as empresas petrolíferas mais ágeis para desenvolver projetos tendem a ser mais competitivas em custos. Os dados não permitem maiores extrapolações das análises. Primeiro, pela dificuldade de se mensurar o impacto da evolução das diversas tecnologias empregadas nos empreendimentos de E&P em águas profundas. Segundo porque aspectos idiossincráticos dos projetos e das petroleiras não puderam ser apreendidos a partir dessa abordagem qualitativa.

Diante da complexidade do setor, em geral, e do tema, em particular, resolveu-se estender a análise da competitividade para a esfera qualitativa. Utilizou-se teoria das capacitações dinâmicas para tentar complementar a resposta à pergunta central da tese, a partir de informações obtidas diretamente dos agentes que atuam na indústria. Foram entrevistados especialistas no setor, representantes de firmas parapetrolíferas e, em especial, empregados das empresas petrolíferas que figuraram na amostra da pesquisa de campo. O próximo capítulo apresenta a metodologia empregada e os resultados desta pesquisa que logrou complementar os resultados e conclusões deste capítulo.



## Capítulo 6 - Pesquisa de Campo: Capacitações Dinâmicas das Petroleiras

### Introdução

Este capítulo, em que é apresentada a metodologia da pesquisa de campo e os seus resultados, foi inspirado na pergunta nuclear da tese, que se desdobrou em três perguntas motivadoras dos instrumentos de pesquisa, aplicados junto a agentes do mercado. Essas questões podem ser expressas da seguinte maneira: *em quais áreas ou aspectos se encontram as principais oportunidades de redução de custos das operadoras? Qual a importância relativa para as petroleiras de inovar e de absorver tecnologia e conhecimento gerados externamente? Qual tipo de capacitações ou processos predomina na indústria, os firma-específicos ou setor específicos?*

Tais questionamentos são respondidos pela pesquisa a partir de outros subconjuntos de perguntas que são realizadas junto ao público-alvo da pesquisa. São empregados, basicamente, três métodos de pesquisa. O primeiro é exploratório e foi utilizado com o objetivo de obter aspectos-chave para a elaboração das outras ferramentas de pesquisa (questionários). O segundo é descritivo e serviu para caracterizar a perspectiva das petroleiras sobre os tópicos abordados. Por fim, o terceiro método é confirmatório e foi pensado para que os pontos de vista das parapetroleiras fossem cotejados com as visões de especialistas e de petroleiras. Cada método foi empregado, respectivamente, em um questionário.

As três perguntas foram respondidas contemplando as diferentes dimensões do problema “competitividade/redução de custos”. Os aspectos institucionais, tecnológicos, organizacionais e de mercado foram devidamente contemplados. Constatou-se que empresas com capacitações dinâmicas mais sofisticadas têm maior probabilidade de adquirir e manter desempenho em custos em níveis de alta competitividade. Por essa razão, há que se sublinhar que o arcabouço das capacitações dinâmicas se mostrou bastante adequado para enfrentar visões incompletas e imprecisas de parte dos agentes da indústria sobre o papel das melhores práticas e o alcance delas para explicar o desempenho das firmas. Enfim, este capítulo está dividido em cinco blocos principais. O primeiro é esta introdução. O segundo esmiúça a metodologia, os seus itens e etapas constitutivas. A terceira seção trata das limitações da pesquisa. A quarta, dos resultados e conclusões. Já a última resume as principais conclusões do capítulo.

## 6.1 Metodologia da Pesquisa de Campo

O processo metodológico básico da pesquisa de campo envolveu, em princípio, a definição dos principais objetivos desta pesquisa de campo, em seguida um esforço de amostragem e, depois, a elaboração do questionário. Na sequência, iniciou-se a fase de pré-teste e teste para que, então, fosse procedida a aplicação dos questionários. A tabulação dos dados e a sua análise constituíram as fases finais, de onde foram extraídas as conclusões úteis para a tese, conforme se encontra retratado na Figura 43.

Figura 43 - Processo Resumido da Pesquisa de Campo



Fonte: Elaboração Própria

Nas próximas seções, os diversos procedimentos adotados na pesquisa de campo serão detalhados. A seção 3.1 trata dos fundamentos do modelo teórico utilizado na pesquisa de campo. A seção 3.2 aborda o problema e o objetivo da investigação em tela. Em seguida (seção 3.3), são apresentados os métodos aplicáveis a uma pesquisa de campo. Na seção 3.4, discute-se o emprego desses métodos no presente caso e, por consequente, os procedimentos utilizados na elaboração dos questionários. A seção 3.5 remete à fase de testes do questionário. A seção 3.6 envolve a indicação da população e da amostra estudada. Na seção 3.7, discorre-se sobre a fase de aplicação dos questionários.

### 6.1.1 Fundamentos e Modelo Teórico da Pesquisa

Nesta tese, a pesquisa de campo cumpre um papel de complementar a pesquisa bibliográfica. Ajuda a consolidar a análise de alguns aspectos relevantes, de caráter qualitativo, e específico às petroleiras operadoras de águas profundas. Decidiu-se empreender a pesquisa de campo apoiada na abordagem das Capacitações Dinâmicas. Segundo Teece (2007), os três principais microfundamentos do constructo das Capacitações Dinâmicas das firmas são os seguintes, a saber: i) *Percepção* (capacidade de identificar oportunidades e

ameaças); ii) *Adaptação* (capacidade de assimilar as oportunidades); iii) *Inovação* (capacidade de recombinar recursos). Associados a essas capacidades, podem ser destacados alguns processos. O processo de *Integração* (de tecnologia e conhecimento à firma) está associado à capacidade de *Absorção* da firma. Já o processo de *Reconfiguração* (mudança nos recursos) está ligado à capacidade de *Adaptação*. Outro processo existente é o de *Renovação*, que está associado à capacidade de *Inovar* da empresa. Todas as capacidades e processos supramencionados podem ser observados na Figura 44.

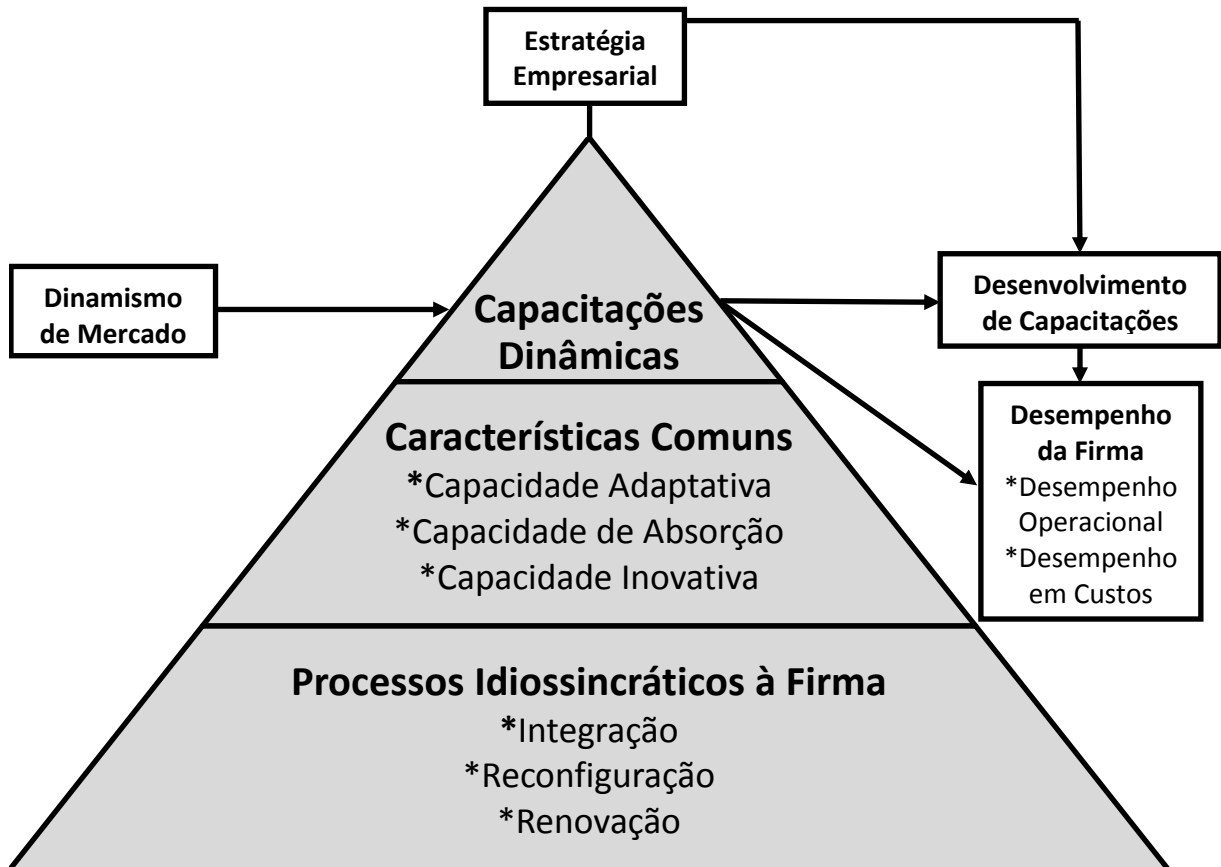
A proposta deste trabalho é desenvolver uma metodologia própria de análise de capacitações dinâmicas aplicada ao aspecto custo de capital do *upstream* petrolífero. Esse procedimento foi necessário porque ainda não há uma metodologia de pesquisa empírica plenamente consolidada da abordagem das capacitações dinâmicas. Tal condição está associada ao fato de ela haver sido proposta recentemente, de modo que uma grande parte dos trabalhos realiza debates teóricos, revisão de literatura e estudos de caso, enquanto outros, em menor número, propõem métodos quantitativos para tentar mensurar as capacitações das firmas.

No processo de desenvolvimento da metodologia, foram incorporados elementos encontrados na metodologia dos diversos trabalhos revisados. Buscou-se identificar quais são as Capacitações que as petroleiras precisam adquirir e manter para aprimorar sua eficiência em custos diante de ambientes operacionais cada vez mais desafiadores. Vale dizer que muitos trabalhos que se utilizam do arcabouço das capacitações dinâmicas estão aplicados às firmas que vendem produtos diferenciados, em mercados que sofrem transformações frequentes, inclusive do ponto de vista tecnológico. Grande parte das respostas dessas firmas às pesquisas encontradas na literatura envolve inovações de produto e novas capacitações, voltadas ao mercado consumidor. Entretanto, as petroleiras, em geral, são impelidas a criar soluções para enfrentar desafios operacionais e gerenciais dos projetos empreendidos em ambientes hostis.

O propósito desta parte do trabalho é realizar uma análise qualitativa das capacitações das petroleiras e suas implicações em custos. Não havendo a disponibilidade de uma metodologia de pesquisa já consolidada na literatura, que sirva aos propósitos da presente tese, decidiu-se pela elaboração e proposição de um modelo próprio de pesquisa. Ele foi inspirado em dois modelos de pesquisa desenvolvidos. O primeiro foi criado por Wang e Ahmed (2007) e o outro por Janssen et al. (2012). O modelo utilizado nesta tese combina componentes teóricos das duas vertentes principais da abordagem de Capacitações Dinâmicas, de modo a contemplar as suas dimensões idiossincráticas (conforme sugerem

Teece *et al.*, 1997) e os seus aspectos comuns às empresas (em conformidade com Eisenhardt e Martin, 2000).

Figura 44 - Modelo de Pesquisa de Capacitações Dinâmicas



Fonte: Elaboração Própria

### 6.1.2 Problema e Objetivo da Pesquisa de Campo

O problema da tese que instiga a presente pesquisa de campo é o seguinte: *uma petroleira tem espaço relevante para aprimorar a sua eficiência em custos na execução de investimentos de capital, de forma a conformar diferencial competitivo em relação às demais?* Para responder à referida questão, o objetivo desta pesquisa de campo, empreendida com base nas categorias teóricas das capacitações dinâmicas, é analisar os fatores que influenciam as trajetórias de custos e as práticas gerenciais das petroleiras que determinam a competitividade em custos na etapa de desenvolvimento de reservas em águas profundas. O foco da análise é ampliar o entendimento da evolução dos custos para além dos fundamentos

de mercado<sup>51</sup>. Em outras palavras, o fito é avaliar como as petroleiras podem reduzir custos pelo aproveitamento de inovações gerenciais (por exemplo, de processo) ou tecnológicas.

### 6.1.3 Métodos de Pesquisa de Campo

Uma pesquisa de campo pode apresentar pelo menos três naturezas distintas. Ela pode ser exploratória, descritiva ou confirmatória. A modalidade exploratória é adequada no período inicial de uma pesquisa, e serve para fornecer informações sobre quais são os aspectos críticos a serem buscados. Ela fornece a base de conceitos e ideias para o desenvolvimento de uma investigação mais aprofundada (FORZA, 2002).

A pesquisa de campo de caráter confirmatório, por seu turno, costuma ser utilizada nas fases finais do trabalho, quando o investigador já acumulou determinado conhecimento sobre o fenômeno e pretende confirmar suas hipóteses a respeito de aspectos específicos e, assim, contribuir para a validação do conjunto de sua pesquisa (FILIPPIN, 1997; ROSENZWEIG *et al.*, 2003).

Já o procedimento descritivo tem o objetivo de apreender a relevância de certo fenômeno e descrever aspectos importantes de sua distribuição no interior da população relevante, sem, necessariamente, ter um propósito de contribuição ao desenvolvimento de um arcabouço teórico específico, embora possa contribuir para a compreensão de um fenômeno específico ou mesmo para o refinamento de uma teoria (MALHOTRA; GROVER, 1998; WACKER, 1998).

A presente tese utilizou-se das três modalidades de pesquisa. Cada método correspondeu a um questionário diferente e foi aplicado a um público distinto, com foco específico e, portanto, uma delimitação temática idiossincrática. Contudo, os três diferentes tipos de questionários apresentaram natureza complementar. Na próxima seção, serão descritos os processos envolvidos na elaboração de cada um deles, o público para o qual estavam direcionados e os resultados específicos esperados.

---

<sup>51</sup> Por fundamentos, leiam-se as relações entre condições de oferta e demanda de equipamentos e serviços do *upstream* do petróleo, que influenciam os seus preços de mercado e os preços de petróleo.

### 6.1.4 Metodologia de Elaboração dos Questionários

O processo de definição da metodologia envolveu longa reflexão sobre as temáticas e questões a serem abordadas. Ele foi o resultado de uma extensa revisão bibliográfica a respeito dos fundamentos teóricos do constructo das Capacitações Dinâmicas, bem como dos temas críticos e específicos à atividade petrolífera. Foram definidas, a partir dessa literatura, algumas categorias de Capacitações Dinâmicas consideradas relevantes para a construção dos questionários, baseadas no modelo lógico desenvolvido para a pesquisa.

O processo de definição das questões também envolveu a revisão de trabalhos aplicados ao *upstream* do setor petróleo, realizada com o fito de mapear os principais aspectos que influenciam a competitividade em custos das petroleiras. Ademais, antes e ao longo do processo de elaboração dos questionários, foi realizada uma pesquisa de campo exploratória junto a profissionais que atuam no *upstream* da indústria petrolífera. Ela serviu como forma de consulta sobre tópicos críticos a serem abordados nas questões das pesquisas de campo realizadas por meio de questionários.

A pesquisa exploratória foi realizada com acadêmicos e profissionais do setor petróleo. Nos primeiros encontros, a abordagem era informal e não havia um roteiro de perguntas completamente formatado que pudesse, eventualmente, engessar a conversa. Já nas entrevistas subsequentes, a abordagem seguiu um padrão definido com a ajuda das primeiras experiências. A pesquisa exploratória teve início em 2010 e foi concluída em 2012. Em sua fase formalizada, ela passou a ser realizada por meio do questionário tipo 1, com o qual foram entrevistados acadêmicos e profissionais de petroleiras estatais e privadas.

Além do apoio do orientador e do co-orientador da tese, é possível apontar as contribuições significativas de quatro profissionais no processo de elaboração dos questionários. O primeiro deles foi o economista Mauro Andrade, Vice-Presidente de Relações Públicas da Statoil Brasil. O segundo a participar do processo foi o Gerente Sênior de Projetos de Petróleo, Mike Wyze, que possui larga experiência de vários anos trabalhados para petroleiras e empresas Epecistas. A terceira pessoa a contribuir expressivamente foi a diretora do *Center for Energy Economics Bureau of Economic Geology* da Universidade do Texas, professora Michelle Foss. O quarto a oferecer importantes subsídios para o processo foi o consultor sênior Scott Randall, especialista em *Risk Management* aplicado à indústria do petróleo e autor do livro *Energy, Risk & Competitive Advantage: The Information Imperative*.

Na sequência do debate e amadurecimento das questões com os referidos profissionais, foram desenvolvidos três diferentes questionários que deram suporte ao processo de coleta de dados. Depois de definidos os instrumentos de pesquisa, outros professores e especialistas em diferentes áreas do setor petróleo foram entrevistados, com base no instrumento de questionário tipo 1, em *caráter exploratório*.

Por meio do questionário tipo 1, procurou-se extrair subsídios para as análises, com base no referencial das Capacitações Dinâmicas. O objetivo era obter elementos preliminares que indicassem que as petroleiras precisam desenvolver Capacidade de Adaptação, de Absorção e de Inovação para operar em águas profundas. As entrevistas com base nesse questionário ajudaram na confecção dos questionários que ajudariam na identificação dos requisitos para uma empresa petrolífera operar em águas profundas. Elas também ajudaram a apontar as possíveis condições para que uma firma petrolífera adquira as capacitações necessárias para o exercício dessa atividade. O contato com acadêmicos e especialistas ajudou nas reflexões sobre os mecanismos de aprendizagem, de absorção de tecnologia e de conhecimento. A Capacidade Inovativa das petroleiras foi tratada ao serem abordados os esforços de P&D, a capacidade de transformar inovações de produto e processo em redução de custos.

O questionário tipo 2 foi elaborado para ser respondido pelas petroleiras. Ele aborda praticamente os mesmos temas tratados no questionário 1, entretanto, em uma perspectiva aplicada à empresa respondente. Possui um *caráter descritivo*, em que as respostas valem como um pequeno estudo de caso da empresa sobre cada tema. Contudo, como a população de empresas que operam em águas profundas é reduzida, a amostra pesquisada é pequena e permitiria a identificação de cada empresa caso a apresentação das respostas fosse feita por organização respondente. Optou-se, portanto, por discutir os resultados conjuntamente, agregando as experiências das firmas com as ponderações dos especialistas, que em certos casos foram redundantes e em outros complementares.

O terceiro questionário (tipo 3), de natureza confirmatória, foi direcionado às parapetroleiras. Seu objetivo era o de reforçar os elementos colhidos na literatura e nas respostas de petroleiras e especialistas, a respeito da busca das firmas por diferenciação e o desenvolvimento de capacidades correlatas à teoria das Capacitações Dinâmicas. Ele foi útil também por buscar se aprofundar em temas de natureza técnica e comercial, bem como associados às relações entre agentes da indústria e o comportamento dos custos.

Tabela 14- Resumo da Metodologia de Elaboração dos Questionários

<b>Instrumento</b>	<b>Público Alvo</b>	<b>Método</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Fases de Elaboração</b>
Questionário (1)	Especialistas	Exploratório	Identificar tópicos-chave	Revisão de literatura ⇒ Conversa livre Confecção de questionário ⇒ Aplicação
Questionário (2)	Petroleiras	Descritivo	Obter perspectiva das petroleiras sobre o tema	Elaboração de Questionário (2) com Resultados de (1) ⇒ Testes ⇒ Aplicação
Questionário (3)	Parapetroleiras	Confirmatório	Cotejar visão das petroleiras com o das parapetroleiras	Criação de Questionário (3) após Testes do Questionário (2) ⇒ Testes ⇒ Aplicação

Fonte: Elaboração Própria

Em suma, todos os questionários tinham como mote principal a apreensão do processo de redução de custos (que envolve a Capacidade Inovativa das firmas), para mitigar tendências de escalada de custos nos investimentos de capital nos projetos em águas profundas. A opção por pesquisar diferente públicos está relacionada com o interesse em obter informações complementares e cotejar diferentes perspectivas sobre este tema tão complexo. Os questionários são utilizados para responder a questões gerais da tese e específicas da relação entre capacitações e eficiência em custos.

### 6.1.5 Fase de Testes do Questionário

A fase de testes envolveu os procedimentos de pré-teste e teste de questionário que serviram para o aprimoramento do instrumento utilizado. O principal objetivo dos testes é verificar se as perguntas transmitem corretamente as mensagens que elas desejam transmitir, de modo a provocar respostas corretamente direcionadas aos problemas gerais e específicos que a tese se propôs a enfrentar. Ficou claro que a utilização das terminologias próprias às Capacitações Dinâmicas nem sempre transmitia, precisamente, o conteúdo sobre o qual se pretendia tratar. Decidiu-se, portanto, por usar terminologias mais simples, mas que remetiam aos sustentáculos da abordagem teórica utilizada, sem comprometer os resultados da pesquisa.

O pré-teste compreendeu a submissão de um rascunho do questionário a um respondente de nível gerencial de uma grande petroleira. Depois de empreendidos os ajustes preliminares considerados importantes, o questionário foi submetido à segunda fase, que envolveu testes com três parapetroleiras, um acadêmico especialista, um consultor, e outro executivo de grande empresa, diferente daquele do pré-teste. Os resultados dos testes foram muito úteis e indicaram os elementos que precisavam ser aprimorados, seja para reduzir os ruídos da comunicação, ou mesmo para melhorar o alcance de algumas perguntas, mas,



principalmente, para apontar a utilidade das respostas e a probabilidade de se atingir os objetivos desejados com a execução da pesquisa de campo junto a seu público-alvo.

### **6.1.6 População e Amostras Pesquisadas**

O tema desta tese envolve aspectos da indústria petrolífera e parapetrolífera, embora o centro da análise seja relativo à primeira delas. Então, a população da pesquisa de campo inclui todas as empresas que atuam em ambos os setores, em atividades voltadas para o *upstream* de águas profundas. Na medida em que as empresas são compostas por trabalhadores, por analogia, a população é composta por profissionais dos dois ramos de atividade, sujeita a certas restrições. A primeira das restrições está associada à natureza da função exercida pelo profissional. Aqueles com funções gerenciais possuem uma visão mais ampla sobre o negócio. Também contam com maior conhecimento dos direcionamentos estratégicos das firmas e do desempenho delas, bem como a respeito das transformações pelas quais as organizações passaram.

A parcela da população relativa aos demais profissionais (consultores, acadêmicos e empregados de parapetroleiras) era composta por aqueles que detinham notório conhecimento e experiência em áreas análogas ao tema estudado. Dentre esses campos do conhecimento, encontram-se o Gerenciamento de Projetos, a Economia do Petróleo, a Engenharia do Petróleo e Engenharias afins, dentre outras. No âmbito funcional, é possível destacar as funções de Gerentes de Projetos, de Planejamento e Inteligência de Mercado, de Desenvolvimento de Negócios e da área Comercial. Alguns executivos de áreas operacionais também se mostraram aptos a responder.

Foram realizados contatos com todas as empresas supramencionadas. Entretanto, devido a restrições ligadas à política de gestão de informações estratégicas, algumas dessas grandes empresas do petróleo não se dispuseram a participar da pesquisa. Decidiu-se, portanto, incluir na pesquisa outras categorias de empresas petrolíferas: i) petroleiras que já haviam operado em águas profundas e que, portanto, detinham experiência em águas profundas, tal como a Hess Corporation; ii) empresas de petróleo que estavam se movendo para essa fronteira exploratória, tais como as empresas nacionais Petronas e Pemex.

Nessas condições, a amostra da pesquisa de campo junto às petroleiras (questionário tipo 2) ficou constituída por Petrobras, Pemex, Petronas, Chevron, ConocoPhillips e Hess. Foram aplicados, portanto, 6 (seis) questionários. Por razões de confidencialidade, acordadas

antes das entrevistas e preenchimento dos questionários, os resultados não serão apresentados de maneira discriminada.

Foram aplicados 64 (sessenta e quatro) questionários do tipo 3, sendo que 8 (oito) deles foram descartados, em função do nível de conhecimento insuficiente do respondente. O total de questionários considerados em conformidade foi de 56 (cinquente e seis) unidades. A escolha das empresas e dos respondentes seguiu alguns critérios. O primeiro critério amostral da empresa está relacionado com o seu segmento de atuação no âmbito da indústria parapetrolífera. Foram ouvidos representantes de empresas que figuram em 17 segmentos de mercado. A aplicação dos questionários foi distribuída de forma relativamente uniforme entre os segmentos industriais que foram identificados como sendo relevantes para a análise de custos, seja por sua participação no custo de capital total, seja pelo potencial de economia que eventualmente oferecem.

Tabela 15 - Amostra Pesquisada

<b>Status do Instrumento</b>	<b>Parapetroleiras</b>	<b>Petroleiras</b>	<b>Especialistas</b>
Questionários Aplicados	64	9	12
Questionários Não-Conformes	8	1	0
Questionários Válidos	56	8	12

Fonte: Elaboração Própria

Antes de iniciar a pesquisa, o candidato a respondente era questionado sobre o seu nível de conhecimento a respeito do tema da pesquisa. Aqueles que se declaravam aptos eram submetidos às perguntas, o que minimizou o número de questionários em que a opção “não sei” era escolhida com muita frequência. Foram excluídos os questionários em que o respondente apontou não saber responder em mais de 50% do questionário, porque ele não reunia todas as características mais adequadas para participar da pesquisa. Após a conclusão das diversas etapas de elaboração, teste e aplicação dos questionários, iniciaram-se a compilação e a análise dos resultados.

### **6.1.7 Fase de Aplicação dos Questionários**

Na fase de testes, constatamos que seria necessário realizar as pesquisas pessoalmente, uma vez que os assuntos tratados teriam caráter estratégico. Algumas empresas petroleiras, por exemplo, se recusaram a responder por considerarem confidenciais os temas tratados. Esse desafio exigiu do autor o desenvolvimento de uma apresentação muito clara dos objetivos da pesquisa, da metodologia e da política de confidencialidade da pesquisa.

Os questionários tipo 2 foram integralmente respondido por empresas participantes de duas conferências do setor. Na *Brasil Offshore*, em Macaé, no ano de 2013, e no evento denominado *Offshore Technology Conference (OTC)*, ocorrido na cidade de Houston em 2012. Parte dos questionários tipo 3 foi respondida nessas mesmas ocasiões, uma vez que juntamente com as duas conferências ocorre uma feira com empresas parapetroleiras e firmas petroleiras.

Como os questionários foram aplicados pelo autor da tese, pessoalmente, para que fossem capturados aspectos qualitativos relevantes, cada questionário foi composto por um conjunto de perguntas bastante concisas e focadas nos aspectos considerados mais relevantes para responder à pergunta da tese. O questionário aplicado junto às petroleiras também objetivava ajudar na compreensão do papel desempenhado pelo desenvolvimento e reconfiguração de capacitações que contribuam para a redução de custos de capital dos projetos da empresa.

## **6.2 Perguntas dos Questionários ajudam a Responder a Pergunta da Tese**

A questão pano de fundo às perguntas realizadas nos diferentes questionários é a seguinte: de que modo as petroleiras podem reduzir seus custos e conformar vantagens competitivas nesse quesito? Todas as perguntas realizadas por intermédio dos três métodos de pesquisa de campo empreendidos (exploratório, descritivo e confirmatório) procuravam desmembrar as possíveis fontes de heterogeneidades, em essência, nos seguintes elementos: mercadológicos, institucionais, tecnológicos e organizacionais. Em verdade, a pesquisa de campo constitui um esforço de extrair pontos de vista e informações dos práticos da indústria. A aplicação dos questionários ajudou na reflexão sobre a possibilidade de progresso contínuo

no desempenho das petroleiras e algumas possíveis fontes de vantagens competitivas em termos de custos.

### **6.3 Limitações da Pesquisa**

Como abordado em detalhes nos capítulos precedentes, o setor petrolífero, em geral, e o objeto de estudo desta tese, em particular, são complexos. Um projeto de petróleo percorre diversas e longas fases, envolvendo várias empresas e profissionais. Diversos processos, sistemas, subsistemas e tecnologias são empregados em um projeto *offshore*. Por isso é possível que algum quesito relevante para o desempenho em custos das petroleiras não tenha sido incluído nas perguntas dos questionários.

Mesmo contando com uma clara definição de Capacitações Dinâmicas, é difícil identificá-las. Esse problema constitui uma dos principais alvos de críticas ao referido conceito. Por essa razão, um grande número de publicações no bojo desse tema é de caráter qualitativo. Quando entendida como a capacidade de efetivar a mudança, as Capacitações Dinâmicas permanecem ocultas até serem exercidas e, mesmo assim, podem não ser utilizadas em sua total extensão. Na prática, o desafio de investigar o interior das empresas esbarra em um conjunto de informações confidenciais que têm natureza estratégica e, portanto, não estão plenamente disponíveis para o pesquisador.

O problema é agravado pela associação das Capacitações Dinâmicas com elementos organizacionais tácitos e intangíveis, tais como rotinas, processos, cognição gerencial e conhecimento. O fato de se tratar de um fenômeno intertemporal adiciona ainda mais desafios. Todavia, a tentativa de encontrar os microfundamentos a partir da desagregação das Capacitações Dinâmicas, em suas partes constitutivas, se mostrou promissor e abriu novas perspectivas para o debate no bojo dessa abordagem.

Ademais, Capacitações Dinâmicas podem tomar diversas formas e envolver diferentes atividades, tais como o desenvolvimento de novos produtos ou processos. As características comuns, por seu turno, fornecem oportunidades para a aquisição e compartilhamento de conhecimento para a atualização e inovação de processos. Diversos autores examinaram a origem e o desenvolvimento de capacitações dinâmicas nas empresas, usando questionários preenchidos por fundadores e executivos chefes. Esse procedimento se justifica porque é importante que os respondentes detenham conhecimento sobre as atividades relevantes e as

capacitações mantidas pela empresa e, especialmente, tenham conhecimento sobre as decisões estratégicas da organização e as principais transformações que a firma sofreu.

No entanto, esse procedimento se torna plenamente viável quando se trata de novas empresas, mas, especialmente, quando se aplica a pequenas e médias empresas. Não é tarefa fácil acessar e entrevistar CEO's das grandes corporações multinacionais, especialmente aquelas que atuam no setor petróleo e que lidam com temas muito estratégicos e sensíveis. Contudo, esta pesquisa contou com alguns altos executivos (incluem-se CEO's), especialmente das parapetroleiras, mas também contou com respostas altamente qualificadas de gerentes e outros profissionais com a qualificação, função e experiência necessárias para deter o conhecimento requerido para as respostas.

#### **6.4 Resultados e Conclusões da Pesquisa de Campo**

Neste contexto, a pesquisa de campo se propõe a identificar os caminhos mais efetivos para as petroleiras aprimorarem sua eficiência em termos de custos, com o fito de mitigar tendências macroeconômicas de crescimento dos custos. Os esforços para aumentar a eficiência em custos das empresas podem envolver reduções absolutas ou relativas dos custos. No primeiro caso, se expressaria na redução nominal dos custos incorridos em projetos semelhantes. Isso poderia se verificar como um resultado do aprimoramento dos operadores ou como reflexo da redução dos preços de mercado dos insumos. No segundo caso, o incremento de eficiência poderia não reduzir custos em termos nominais, em decorrência do aumento dos preços dos insumos. Contudo, uma empresa que melhora a sua eficiência em custos poderia minimizar os efeitos de aumento dos preços dos insumos.

Para realizar esta investigação, procurou-se isolar as características das formações geológicas e dos reservatórios que apresentam implicações em custos, tendo em vista que as características de subsuperfície podem tornar ainda mais complexas as decisões relativas a projetos *offshore*. O que é central na análise é que os operadores de campo podem gerir com diferentes níveis de eficiência a referida complexidade e melhorar os níveis de custos de seus investimentos de capital. A pesquisa bibliográfica apontou, por exemplo, que uma das maneiras de fazê-lo é por meio do adequado desenvolvimento dos desenhos de projetos. Os melhores designs seriam aqueles que fazem o melhor uso de suas capacitações, bem como o uso mais adequado das capacitações dos fornecedores e prestadores de serviço.

As entrevistas do questionário tipo 1 (um) duraram entre 40 (quarenta) e 75 (setenta e cinco) minutos. A aplicação do questionário tipo 2 (dois) requereu um período de tempo que variou entre 35 (trinta e cinco) e 60 (sessenta) minutos. A aplicação do questionário tipo 3 (três) envolveu a dedicação de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 25 (vinte e cinco) minutos. Vale dizer que o tempo foi contabilizado em intervalos de 5 minutos. Os resultados das entrevistas (tipo 1) e dos questionários aplicados junto às petroleiras (tipo 2) contêm muitos elementos em comum, de modo que as respostas que, em alguma medida, se repetem serão apresentadas em maiores detalhes na seção do questionário 2, de tal forma que o primeiro serve como uma abordagem preliminar ao tema redundante. O mesmo princípio vale para as análises no âmbito do questionário tipo 3. Como ele será o último a ser abordado, algumas análises e comparações conclusivas serão realizadas oportunamente nesse espaço.

#### 6.4.1 Questionários Tipo 1 (Especialistas) e Tipo 2 (Operadoras)

Tabela 16- Especialistas Entrevistados

Nome	Área	Instituição
Paul Boomer	Prof. de Engenheiro de Petróleo	Universidade do Texas Austin
Stephen Mulva	Diretor Associado	Construction Industry Institute
Christopher Jablonowski	Prof. de Engenheiro de Petróleo	Universidade do Texas Austin
Benigna Leiss	Gerente para a América Latina	Chevron (Houston)
Harold Syms	Chefe de Avaliação de Reservas	Bureau of Ocean Energy Management
Richard Desselles	Supervisor de Eng. do Petróleo	Bureau of Ocean Energy Management
Elmer Danenberger	Fundador-Chefe	Programa de Regulação Offshore
David Neal	Economista	Energy Information Association (EUA)
Carla Cohen	Consultora-Economista	IHS CERA (Houston)
Mike Wyse	Gerente de Projetos de EPC	Consultor Independente (ex-BP)

Fonte: Elaboração Própria

1) Desde 2000, quais são os principais fatores que causaram inflação de *CAPEX* e *OPEX*?

**Resultado:** O *CAPEX* teria aumentado, em grande medida, em decorrência da escassez de capacidade de oferta dos fornecedores e prestadores de serviços, devido a aumentos nos custos de insumos básicos e, conseqüentemente, materiais e equipamentos. No que se refere ao *OPEX*, os preços do combustível e da força de trabalho se elevaram significativamente. Ademais, aumentou a proporção das reservas desenvolvidas em áreas mais remotas, longes da costa, o que eleva os custos de transporte de materiais e da força de trabalho, seja por meio de embarcações ou de helicóptero. Outra razão é o desgaste das

plataformas, que em princípio foram projetadas para ter uma vida útil de 30 anos e algumas já estão com 40 anos de utilização.

**Conclusão:** A capacidade da firma de atrair profissionais capacitados (com ou sem experiência) é um diferencial. Assim como a capacidade de desenvolver competências internas para lidar com mudanças nos preços dos insumos e com a necessidade de negociar com fornecedores.

2) A sua empresa vê algum meio em que possa contribuir para avanços de processos ou de tecnologia de equipamento? Como?

**Resultado:** A maior parte das petroleiras líderes tem um centro de P&D que realiza atividades de qualificação e implantação de novos processos e tecnologias. Algumas das petroleiras apontam realizar esforços para contribuir com avanços tecnológicos que permitam a execução de atividades de perfuração e produção de petróleo de forma segura (em um caminho responsável). Uma oportunidade de desenvolvimento tecnológico, que deve ser destacada, e vem sendo crescentemente utilizada pelas empresas, está relacionada com métodos de recuperação avançada. Esforços para desenvolver equipamentos submarinos menores, mas com semelhante capacidade, também estão entre as prioridades das petroleiras com maior orçamento de P&D.

**Conclusão:** aquelas firmas que eventualmente não realizam tais esforços inovativos, e não desenvolvem sua Capacidade Inovativa, demonstram forte inclinação para investir na aquisição ou absorção de tecnologias dessa natureza, ou seja, buscam compensar fomentando a sua Capacidade de Absorção. Ademais, os métodos de recuperação artificial podem permitir aumentos da produção. Isso reduz os custos unitários de petróleo e gás e amplia a lucratividade dos projetos. As pesquisas em torno de submarinos de tamanho reduzido objetivam reduzir os custos de instalação e manutenção, à medida que embarcações de intervenção mais baratas podem ser utilizadas.

3) Quais são os mecanismos mais efetivos e relevantes para a redução dos custos em E&P de Águas Profundas?

**Resultado:** Do ponto de vista da exploração, a maior parte das grandes petroleiras foi bastante seletiva (criteriosa) quando da escolha de seu portfólio de exploração e produção,

mesmo em períodos de preços de petróleo favoráveis e geração abundante de caixa. A utilização de tecnologias e procedimentos sísmicos avançados se mostrou decisiva para aprimorar a localização de poços e, no limite, minimizar a perfuração de poços secos. A perfuração desnecessária de um único poço em águas profundas pode comprometer muito a rentabilidade de um reservatório. Caso a perfuração incorreta ocorra no poço pioneiro (o mais caro), os efeitos no retorno do projeto podem ser ainda mais preocupantes.

**Conclusão:** Caso seja necessária a perfuração de mais de um poço para o desenvolvimento do campo, a adequada aceleração do percurso, ao longo da curva de aprendizagem da perfuração, pode reduzir os custos consideravelmente. Ademais, a capacidade de reduzir ao máximo o número de poços de delimitação e desenvolvimento também ajuda a reduzir gastos e adicionar valor ao projeto.

4) Quais são as principais barreiras à entrada para operar projetos em águas profundas?

**Resultado:** As barreiras à entrada existentes são relevantes e reforçam a predominância das grandes empresas, que têm maior capacidade de lidar com os riscos e com os elevados requisitos de capital de empreendimentos dessa natureza. Cabe salientar que a regulação de determinados países exige certo acúmulo de experiência para que uma empresa se qualifique como operadora de algum campo petrolífero de águas profundas. Na maioria dos casos, a firma necessita participar de um projeto como investidora (parceira em um consórcio). Precisa reunir conhecimentos e experiência absorvida de um sócio que seja um operador experiente, para, em seguida, se qualificar como operadora de um projeto de E&P de petróleo e gás.

Em havendo essa assimetria, em princípio, já se poderia esperar que existisse, em algum grau, diferencial de competitividade em custos entre petroleiras. Eles estariam associados à qualificação e à experiência da empresa petrolífera no ambiente operacional de águas profundas. Contudo, as diferenças entre grandes empresas são mais sutis, isto é, menos evidentes. Outra assimetria muito explícita está relacionada à dotação de recursos financeiros e à consequente capacidade de assunção de risco, ou seja, remete à propensão ao risco de cada agente. Os riscos e requisitos de capital de um mega projeto podem desincentivar o ingresso das pequenas empresas neste projeto. A petroleira precisa ter experiência e dotação de recursos financeiros suficientes para suportar longo período de maturação dos investimentos e possíveis atrasos nos cronogramas de início de projeto, bem como para sobreviver a prejuízos em situações de perda de controle de poço, por exemplo.



**Conclusão:** A tecnologia de exploração em águas profundas, em si, não é exclusiva de nenhuma petroleira, mas as empresas podem se diferenciar pelos conceitos e práticas que adotam. Ademais, a aquisição das competências necessárias não está associada à compra, no mercado, de determinados ativos ou apenas à contratação de força de trabalho qualificada e experiente. Ela requer o aprendizado organizacional por meio da absorção de conhecimento e de tecnologia de outros operadores experientes (vide resposta anterior) e de fornecedores e prestadores de serviços especializados. Nestas condições, as capacitações dinâmicas da firma seriam fundamentais para fomentar a capacidade de perceber as oportunidades de mercado, para absorver os conhecimentos e tecnologias disponíveis e até mesmo realizar inovações incrementais de processo que, eventualmente, alterem o *modus operandi* da petroleira.

O longo tempo transcorrido entre os investimentos preliminares em um projeto petrolífero em águas profundas e a data de produção do primeiro óleo pode comprometer a geração de valor de um projeto. Poucas organizações podem executar dispêndios bilionários, sem gerar receita por um período muito longo de anos. A capacidade financeira foi mencionada, reiteradamente, como sendo a maior barreira à entrada e manutenção de petroleiras na operação em águas profundas. A capacidade de gerir os demais riscos a ela associados provavelmente constitui outro grande entrave às empresas entrantes.

- 5) Durante as últimas duas décadas, a sua empresa introduziu novas tecnologias ou processos que ajudaram na redução de custos de capital?

**Resultado:** As petroleiras possuem centros de P&D, e orientam parte de seus esforços inovativos para a introdução de novos equipamentos e tecnologias a serem incorporadas a instrumentos já utilizados. Outra parte considerável de suas iniciativas está associada à superação de seus desafios operacionais e, conseqüentemente, à inovação incremental, que costuma estar mais voltada para a utilização e adequação de bens e serviços oferecidos pelas parapetroleiras. Os objetivos destes programas de P&D é melhorar o desempenho dos equipamentos dos fornecedores e reduzir os custos de sua construção e utilização.

**Conclusão:** Quando as parapetroleiras introduzem inovações, as petroleiras se empenham em absorver as tecnologias a elas incorporadas e aproveitá-las para reduzir custos. A apropriabilidade dos resultados da inovação da fornecedora ou prestadora de serviços pode ser mais elevada quanto menor a capacidade de assimilação da nova tecnologia por parte da petroleira. Outro processo inovador que vem se disseminando é o emprego de tecnologias

submarinas de separação e processamento primário da produção. Tais processos são realizados no fundo do mar e, com a ajuda de bombas submersíveis eletrônicas, os hidrocarbonetos produzidos são levados do fundo do mar para a unidade de produção. Com a utilização dessas soluções o sistema de produção pode ser mais leve, uma vez que não precisa dos módulos que realizam aquelas atividades, o que reduz o seu custo de construção. Enfim, essas novas tecnologias podem ajudar a melhorar o desempenho das empresas nos projetos.

6) Quais são os incentivos para ser um operador de um campo, do ponto de vista do investidor?

**Resultado:** O operador é o responsável pela condução das atividades de exploração e produção, na medida em que providencia os recursos críticos como a tecnologia (utilização e desenvolvimento), o pessoal e os recursos materiais (contratação) - além de acesso à informação estratégica, controle sobre a produção, custos e acesso a novas tecnologias e o desenvolvimento delas. Controlar o cronograma de execução e de desembolso de capital.

**Conclusão:** Quando o operador não é eficiente para contratar e monitorar as diversas fases dos projetos, a probabilidade de ocorrerem atrasos significativos aumenta. Os custos associados aos atrasos também são crescentes com o aumento dos prazos. A postergação dos ingressos de receitas significa outra dimensão das perdas de valor incorridas pelas empresas. No Brasil a Lei 12351/2010 obrigou a Petrobras a ser operadora dos campos do pré-sal e de áreas estratégicas com o objetivo de reter conhecimento e tecnologia associada às atividades de E&P no âmbito da é um aspecto geopolítico

7) Qual tipo de força de trabalho ou serviço não pode ser subcontratada?

**Resultado:** As *supermajors* não costumam terceirizar as atividades de gerenciamento de projetos e de construção e completação de poços, embora estes serviços possam ser subcontratados. A manutenção de equipes internas com qualificação e experiência é factível para grandes empresas com um número mínimo de projetos que lhe permita manter as equipes sempre mobilizadas em algum empreendimento. As atividades de planejamento, execução e supervisão da construção de poços e de sistemas de produção são consideradas muito estratégicas.

**Conclusão:** O adequado gerenciamento desses elementos constitui uma das melhores (senão a melhor) maneiras de controlar custos, reduzir riscos e aumentar a probabilidade de

sucesso na execução do projeto. Contudo, petroleiras de pequeno e médio portes, com portfólios de projetos mais modestos, podem ser obrigadas a contratar equipes externas de consultores técnicos, por razões de mercado. Isso tende a implicar em maiores gastos para essas petroleiras, quando comparados com aqueles realizados por equipes internas. Eventuais períodos prolongados de ociosidade dessas equipes poderiam custar muito mais à petroleira do que o adicional de custo que a terceirização costuma gerar. Em suma, as organizações evitam terceirizar atividades em que o conhecimento técnico é considerado diferencial competitivo, entre os quais é possível destacar as atividades de pesquisa e estudos geológicos.

- 8) Quais qualidades e informações são essenciais para negociar contratos que oferecem produtos e serviços a baixo custo?

**Resultado:** A petroleira precisa conhecer, com profundidade, o produto ou serviço de que ela precisa e em qual momento eles devem ser entregues a ela. A empresa tem que saber as principais características em termos de natureza, qualidade e confiabilidade dos produtos e serviços que procura, ou seja, precisa, antes de tudo, saber especificá-los bem. A petroleira precisa saber recuar em uma negociação e até mesmo estar disposta a encerrar a negociação caso a transação proposta não viabilize um consenso entre as partes.

**Conclusão:** É importante realizar a concorrência em aspectos relevantes, mas também não se pode exagerar nessa estratégia porque, quando muitas firmas diferentes fornecem os subsistemas, as interfaces gerenciais aumentam e tornam mais difícil a coordenação do Epcista construtor. O trato com monopolista ou monopsonista reduz, drasticamente, a flexibilidade de negociação, conduzindo, no limite, a uma dicotomia entre aceitar integralmente ou rejeitar totalmente uma proposta.

- 9) Quais são os principais caminhos em que a sua empresa coopera com fornecedores ou consorciados parceiros?

**Resultado:** A maior parte das petroleiras líderes costuma construir alianças estratégicas com fornecedores, para garantir o cumprimento dos prazos de entrega, o controle (e redução) dos custos e monitoramento da qualidade dos produtos e serviços. Essas alianças podem envolver o compromisso de compra da maioria dos produtos e serviços desses fornecedores parceiros. Tais estratégias suprimtos (do inglês, *procurement strategy*) aumentam o poder de barganha da petroleira e podem conduzir a reduções significativas dos

preços dos materiais e serviços adquiridos. São promovidas reuniões periódicas entre executivos das petroleiras e dos fornecedores para assegurar o alinhamento estratégico e operacional entre as duas organizações, que implicam, por exemplo, na convergência de expectativas quanto ao desempenho dos fornecedores e prestadores de serviço envolvidos em alguma dessas alianças estratégicas. Petroleiras e parapetroleiras têm cooperado para desenvolver conjuntamente tecnologias submarinas que permitam reduzir a planta de processo no topside dos FPSOs e assim reduzir o capex e opex dos campos como um todo como as parcerias com grandes empresas prestadoras de serviços

As parcerias estratégicas entre petroleiras não correspondem à prática mais comum de *catching up* tecnológico da indústria, mas ela ocorre e já foi mais frequente entre firmas petrolíferas privadas e petroleiras estatais que pretendem adquirir competências e se posicionar em algum segmento da atividade de E&P, geralmente, em seu próprio país. Esta modalidade de parceria também pode ser encontrada na forma de iniciativas de desenvolvimento de tecnologias relacionadas a práticas de SMS na indústria.

**Conclusão:** As parcerias podem ser utilizadas como ferramentas para a transferência de conhecimento e tecnologia. No entanto, elas são ainda mais frequentes entre fornecedores e estatais do petróleo (NOC's) que possuem pouca ou nenhuma experiência com operação de campos petrolíferos. Na prática, essa transferência não costuma ser completa, uma vez que a preservação de assimetrias de conhecimento e *expertise* favorece a apropriabilidade das inovações realizadas pelas parapetroleiras e permite que elas ofereçam soluções com valor agregado à petroleira menos experiente.

As maiores parapetroleiras são aquelas que mais estabelecem relações de cooperação tecnológica. Schlumberger, Baker Hughes e Halliburton são empresas diversificadas e fornecem equipamentos e serviços com elevado conteúdo tecnológico. As descobertas do pré-sal, em particular, atraíram centros tecnológicos dessas empresas para as proximidades do centro de P&D da Petrobras, denominado CENPES. Vale mencionar que o orçamento deste centro é um dos maiores do mundo e sua magnitude está vinculada com a cláusula de obrigatoriedade de investimentos em P&D, correspondente ao valor mínimo de 1% da receita dos campos que pagam Participação Especial – Lei 9478/97 e Resolução ANP 33/2005.

10) Em quais áreas do E&P *offshore* faz sentido o operador investir em esforços de desenvolvimento tecnológico?

**Resultado:** A maior parte das petroleiras aponta, oficialmente, que faz sentido realizar esforços de inovação em todas as direções possíveis, em especial, para habilitá-las a realizar melhor as suas atividades, como, por exemplo, perfurar poços mais profundos e de modo mais seguro; produzir de modo mais eficiente, realizar recuperação avançada nos mais altos níveis de desempenho e reduzir custos, mantendo o desempenho operacional. No caso das atividades no âmbito da camada pré-sal as tecnologias disponíveis são capazes de atingir os objetivos de exploração e exploração dos recursos, mas é preciso diminuir os custos a elas associadas.

**Conclusão:** No entanto, muitas delas realizam esforços mais direcionados à integração de conhecimento e tecnologia gerados externamente. O desenvolvimento tecnológico voltado aos recursos do pré-sal constitui uma extensão daquilo que já vinha sendo desenvolvido nas últimas duas décadas para atividades em águas profundas e ultraprofundas. Os desafios atuais estão associados à otimização dos custos de capital e operacionais. Quanto mais remota (distante da costa) for a localização do campo mais difícil e caro serão os deslocamento de cargas, equipamentos e pessoal. A complexidade e o alto custo logístico associados a campos de águas profundas dessa natureza podem inviabilizar certos projetos. Neste contexto do pré-sal, o custo de intervenção para manutenção seria ainda mais alto que nos campos anteriores. Na prática, a perda de produção por dia parado de manutenção é muito maior uma vez que a produtividade (vazão diária) desses poços é muito maior.

11) O custo e o seu modelo de cumprimento da regulação se alteraram na última década? Se sim, como?

**Resultado:** Afirmativo. O modelo e o custo de cumprimento da regulação mudaram ao longo da última década, significativamente, nas firmas que atuam no Golfo do México. Algumas petroleiras aumentaram o efetivo de pessoal empregado em atividades de Saúde, Meio Ambiente e Segurança. As empresas com maior proporção de ativos em águas profundas, principalmente. Há empresas que até mantêm especialistas treinados em normas de SMS vinte e quatro horas por dia nos navios de perfuração. Empresas com histórico de acidentes, com repercussão na mídia, passaram a empregar processos de planejamento de poço e construção de sistemas de produção que garantam maior segurança nas operações em águas profundas. O acidente em Macondo imprimiu uma significativa transformação nas

instituições regulatórias estadunidenses e nos procedimentos de teste e qualificação de equipamentos de segurança.

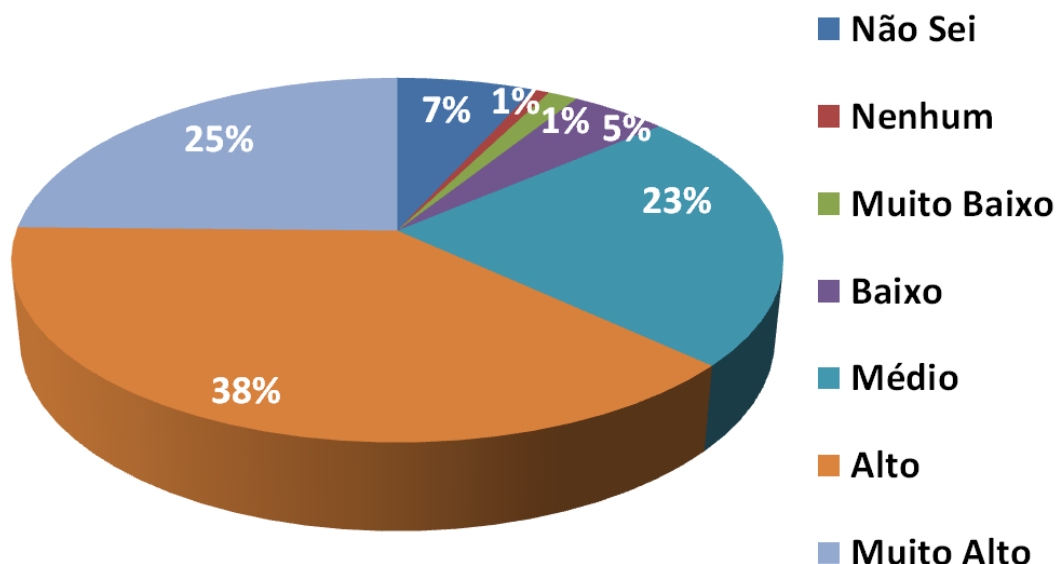
**Conclusão:** O custo de cumprimento da regulação aumentou e pode ser inelástico para baixo, na medida em que os agentes reguladores (em particular, os norte-americanos) passaram a coordenar e controlar o processo de desenvolvimento de tecnologias com impacto na segurança operacional das unidades operadas em águas profundas. A consequência disso é que o processo inovativo passou a ficar restrito aos limites e possibilidades oferecidas por um ente regulador mais presente e rigoroso na avaliação de inovações de produto aplicadas ao *upstream offshore*. A convivência de diferentes arranjos regulatório-fiscais em um mesmo país envolve custos adicionais.

#### 6.4.2 Questionário Tipo 3 (Parapetroleiras)

A pesquisa de campo feita junto às parapetroleiras (correspondente ao questionário tipo 3) tinha natureza confirmatória e, portanto, se centrou nas variáveis, a princípio, relevantes para a determinação dos custos. A escolha desses aspectos que apresentam impactos mais relevantes conforma um viés de seleção. Era esperado, portanto, que grande parte das respostas estivesse centrada nas categorias “importância alta” e “importância muito alta” (vide Figura 45). Considerando os resultados agregados, a resposta “importância muito alta” representou 25% do total, enquanto aquela correspondente à “importância alta” teve 38% das respostas. A resposta “importância média” foi verificada em 23% dos casos. O somatório das demais respostas foi de 14%.

O objetivo da adoção de uma plataforma de resposta com uma escala de importância se apoiava no interesse de hierarquizar as variáveis analisadas. Foi feita a opção por seis categorias de “nível de importância”, porque ela permitiria que a classificação fosse realizada de modo mais detalhado. Contudo, os testes preliminares do questionário já apontavam a grande probabilidade de uma predominância das respostas nos dois níveis mais elevados de importância (“alta” e “muito alta”). Mesmo assim, decidiu-se manter tais níveis, uma vez que isso aumentaria os elementos de análise disponibilizados pela pesquisa. Ademais, os agrupamentos de áreas e equipamentos utilizados são, em certa medida, amplos o suficiente para incluir algum sistema ou subsistema de produção que tenha relevância para a competitividade em custos.

Figura 45 - Total das Respostas, por categoria



**Fonte:** Elaboração Própria

Durante a aplicação deste questionário, tomou-se o cuidado de prestar alguns esclarecimentos ao respondente. Merecem destaque, aqui, duas dessas instruções. A primeira delas se refere ao conceito de inovação (e tecnologia) utilizado na pesquisa, o qual envolveria inovação de produto, de serviço ou de processo. Não apenas a inovação tecnológica (física) embutida em um equipamento. A outra instrução estava relacionada a um dos objetivos principais da pesquisa de campo, qual seja: hierarquizar os aspectos mais relevantes para a competitividade das operadoras em termos de custos. Também se tratava de uma pesquisa sobre a percepção pessoal do profissional e não, necessariamente, corresponderia à visão da empresa empregadora sobre os temas tratados. A Tabela 19 apresenta a lista das variáveis ordenadas conforme o maior número de respostas na categoria “muito alta”. Na sequência, os aspectos que merecem destaque serão discutidos, com o objetivo de interpretar os resultados da pesquisa de campo.

Tabela 17 - Ranking das Respostas enquadradas em Importância “Muito Alta” para a Competitividade em Custos das Operadoras

1	Desempenho da força de trabalho experiente em perfuração e completção de poços
2	Tecnologias de Exploração
3	Novos padrões de SMS e o aumento do custo de cumprimento a eles associados
4	Cooperação com Fornecedores de Equipamentos e Prestadores de Serviço
5	Tecnologias de Produção
6	Infraestrutura Submarina (tubos, risers, manifolds, árvores de natal)
7	Tecnologias aplicadas no Desenvolvimento de Campo
8	Inovações em Processos e Procedimentos em Gestão de Projetos
9	Regulação SMS dos últimos 20 anos
10	Inovações em processos de Gestão de Risco
11	Equipamentos de Perfuração
12	Habilidade de Negociação Contratual
13	Instalações de Superfície
14	Cooperação com Petroleiras Parceiras
15	Padronização e economias de escala
16	Qual o nível da diferença entre os desenhos e conceitos dos projetos entre petroleiras diferentes
17	Equipamentos de Geologia e Geofísica

Fonte: Elaboração Própria

Na 1ª (primeira) posição do ranking se encontra o “desempenho da força de trabalho qualificada e experiente em perfuração e completção de poços”. Este aspecto é central porque os custos de perfuração representam importante componente dos custos de Descoberta e Desenvolvimento de reservas. O nível de custos está muito condicionado ao grau de conhecimento geológico das formações perfuradas. Ele também é fortemente influenciado pela competência das equipes envolvidas nos programas de perfuração, em especial por aquela responsável pela estratégia e por aquela que se encarrega da execução dos planos de perfuração.

A 2ª (segunda) posição do ranking é ocupada pela “tecnologia de exploração”, o que, na prática, reforça a primeira posição, uma vez que a perfuração em águas profundas é onerosa. Esse ordenamento sugere que eventuais melhorias de processo nas atividades de prospecção, de avaliação e, particularmente, de perfuração poderiam impactar consideravelmente o nível de competitividade em custos de uma petroleira. A importância desta dimensão também fora reiteradamente citada pelas petroleiras e pelos especialistas, inquiridos por meio dos outros dois tipos de questionário.

Na 3ª (terceira) posição do *ranking* se encontram os “novos padrões de SMS e o aumento do custo de cumprimento a eles associados”, enquanto a importância desse requisito, na média dos últimos 20 anos, se enquadraria apenas na nona posição. Isso indicaria que o



aumento da rigidez da regulação de SMS representou um aumento significativo dos custos no Golfo do México. Contudo, o seu efeito em termos da competitividade das empresas é dúbio, a depender da gestão de risco da empresa e do modelo de cumprimento regulatório da empresa.

Em verdade, as petroleiras mais ousadas em termos de inovação de equipamento e processo passaram a ficar limitadas ao ritmo de progresso tecnológico condicionado pela Agência reguladora dos Estados Unidos. Na medida em que esta Agência restringe os padrões a serem adotados, reduzem-se os esforços de inovação neste âmbito específico. Por consequência, diminui-se a capacidade das petroleiras de reduzir custos em SMS, como efeito do aumento de sua eficiência. A diferenciação de custos é observada pela diferença na gestão de riscos dos projetos da empresa. As petroleiras que redobram as redundâncias de processos e equipamentos de segurança ampliaram sobremaneira os custos, a exemplo da BP, após o evento em Macondo.

Na 4ª (quarta) posição se encontra o aspecto da “cooperação tecnológica com fornecedores”. Tendo em vista que é a indústria parapetrolífera que responde por grande parte das inovações de produto utilizadas pelo setor petrolífero, é essencial que as petroleiras realizem esforços inovativos em cooperação com as parapetroleiras. Isso ajuda a petroleira a gerar inovações incrementais, mas principalmente a constituir capacidade de absorção da tecnologia produzida ou utilizada pelos seus fornecedores. Nesse contexto, os processos de *learning by using* e *learning by interacting* cumprem papéis decisivos no desempenho das petroleiras, com impacto em termos de custos. Uma petroleira com expertise específica melhor o que deseja e está sujeita a menos riscos de contratar algo a mais ou diferente do que ela de fato precisa em seu projeto. Já a cooperação entre petroleiras ocupou apenas a 14ª (décima quarta) posição, seja porque sua abrangência pode estar limitada ou mesmo porque a cooperação entre petroleiras poderia não gerar diferencial de competitividade entre estas e as demais.

Adicionalmente, os respondentes atribuíram baixos níveis de importância a eventuais esforços realizados por petroleiras em inovações de produto, associadas aos equipamentos utilizados na atividade de E&P. Por essa razão, os itens infraestrutura submarina, equipamentos de perfuração, instalações de superfície e equipamentos de Geologia e Geofísica (G&G) se encontram nas seguintes posições, respectivamente: 6ª (sexta), 11ª (décima primeira), 13ª (décima terceira) e 17ª (décima sétima). Vale esclarecer que a colocação dos equipamentos de G&G em último lugar não é contraditória ao item tecnologia de exploração (2ª posição). Na verdade, as inovações deste tipo de produto (equipamento) são

feitas pelas parapetroleiras, enquanto as petroleiras precisam absorver o conhecimento e tecnologia embutidos no equipamento e criar melhorias nos processos relacionados, neste caso, à interpretação e aplicação dos dados gerados pelos equipamentos de G&G. Assim, ela se diferencia em custos.

A localização de outros dois aspectos na lista chamou a atenção. Os aspectos habilidade de negociar contratos e efeito da padronização e das economias de escala figuraram, respectivamente, na 12<sup>a</sup> (décima segunda) e 15<sup>a</sup> (décima quinta) posições. Na perspectiva de fornecedores e prestadores de serviços, que detêm certo poder de mercado, o poder de barganha conferido por grandes compras das petroleiras pode não ser suficiente para garantir preços significativamente menores a elas. A capacidade delas de barganhar se reduz ainda mais em um mercado parapetrolífero com capacidade de oferta relativamente baixa. A escassez relativa de bens e serviços verificada nos últimos anos, ao contrário, conferiu mais poder de negociação aos fornecedores.

No entanto, a habilidade em negociar contratos pode reduzir custos indiretos ou dificilmente mensuráveis. Ela pode ser útil para reduzir custos de transação, bem como servir para antecipar a contratação de bens em períodos do ciclo econômico em que os preços dos bens e serviços estão menores. Também serve para criar relações de fornecimento de longo prazo e estimular, corretamente, a eficiência e competição entre fornecedores potenciais. A habilidade de negociação contratual não é útil para a competitividade em custos apenas quando reduz os custos nominais do produto ou contrato negociado. Esta competência pode ser fundamental ao reduzir ruídos nos processos de definição e execução do objeto (do contrato) desejado, de modo a minimizar não conformidades, retrabalhos e atrasos na execução e entrega do bem ou serviço contratado.

Já os impactos de esforços de padronização são mais perceptíveis às petroleiras e em uma perspectiva intertemporal. Um exemplo disso é a replicação de elementos conceituais de projetos. As FPSO replicantes constituem um exemplo de busca por padronização e redução dos custos entre diferentes projetos ou partes de um mesmo projeto. A pesquisa de campo feita com petroleiras pela The Economist Intelligence Unit (2011b, p.) foi categórica ao afirmar que iniciativas de padronização e replicação são muito efetivas na redução de custos de capital, embora a viabilidade delas esteja restrita à utilização de equipes de profissionais altamente qualificados e experientes.

Também merece destaque a variável que ficou situada em penúltimo lugar da lista. A 16<sup>a</sup> (décima sexta) posição se refere à diferença entre os desenhos e conceitos utilizados nos projetos de petroleiras distintas. Esse resultado está em conformidade com a nossa hipótese de

que as petroleiras utilizam padrões em diversos bens e serviços (disponíveis nas “prateleiras” da indústria). Tal fato corresponderia à adoção de processos semelhantes, de acordo com as *best practices*. Este aspecto corresponde à dimensão processual da abordagem de capacitações dinâmicas. Contudo, como abordamos nas seções teóricas, as idiosincrasias ligadas aos mecanismos de emprego de conhecimentos, equipamentos e processos são suficientes para gerar diferencial de desempenho. Podem gerar e sustentar vantagens competitivas de empresas que detêm capacitações dinâmicas em grau mais evoluído.

Por fim, é fundamental esclarecer, portanto, que as empresas não terão desempenho similar porque contratam equipamentos semelhantes (ou até iguais) aos das mesmas empresas. Este fato não quer dizer que as petroleiras tomam as mesmas decisões diante de desafios semelhantes. Ele expressa o fato de que, em certas dimensões, não há muitas alternativas de equipamento e fornecedor para escolher, seja por razões de concentração de mercado, qualidade dos equipamentos ou mesmo de conformidade com as exigências regulatórias do país hospedeiro, para citar apenas alguns exemplos. Os resultados das diversas modalidades de pesquisa de campo apresentaram uma grande complementaridade e serviram para ajudar a refinar a pergunta a ser respondida pela tese, bem como a sugerir caminhos para uma resposta consistente. Contudo, cada teoria, conjunto de métodos e procedimentos científicos apresenta limitações em sua capacidade de apreender a complexidade da realidade. Na subseção seguinte, as principais conclusões são resumidas.

### **6.4.3 Resumo das Conclusões**

As três principais perguntas motivadoras deste capítulo foram: *em quais áreas ou aspectos se encontram as principais oportunidades de redução de custos das operadoras? Qual a importância relativa para as petroleiras de inovar e de absorver tecnologia e conhecimento gerados externamente? Qual tipo de capacidade ou processo predomina na indústria, os firma-específicos ou setor específicos?* No tocante à primeira questão, o que se depreende da pesquisa é que as competências, as relações interfirmas e os conhecimentos tácitos acumulados podem ser decisivos no desempenho em custos nos projetos de águas profundas. Nesse sentido, elementos específicos à capacidade organizacional e tecnológica das firmas poderiam se manifestar no desempenho em custos das firmas.

A resposta para a segunda questão passa pela importância das parapetroleiras na geração de inovações de produto e processo. Por isso, quanto mais sofisticadas as

capacitações dinâmicas das firmas que operam em águas profundas, maiores as suas condições para integrar e aplicar conhecimentos e tecnologias geradas em outras organizações. Por fim, fica evidente o intenso emprego de equipamentos, serviços e processos setor-específicos. As exigências de especificações bem definidas para os equipamentos e os rigorosos requisitos de qualificação tendem a salientar a natureza setor-específica dos bens e serviços utilizados em projetos. A concentração de nichos importantes da cadeia parapetrolífera também responderia por essa condição. Contudo, profissionais que atuam em empresas EPCistas ou possuem visão mais ampla do negócio de petróleo e gás reconheceram características firma-específicas muito decisivas para o desempenho em custos das petroleiras.

Na prática, o arcabouço das capacitações dinâmicas foi útil para demonstrar que as empresas se preocupam em seguir as melhores práticas quanto ao emprego de bens e serviços mais adequados, assim como no que se refere ao desenvolvimento de mecanismos de absorção de conhecimento e adaptação a mudanças. Contudo, a maneira com que cada petroleira adota as práticas e emprega as técnicas preconizadas pelos estudos de *benchmarking*, por exemplo, podem diferir significativamente. Cada empresa combina os seus recursos de modo idiossincrático e enfrenta desafios particulares, associados às peculiaridades de cada campo de petróleo desenvolvido.

As Capacitações Dinâmicas são compreendidas e modeladas aqui como sendo compostas por duas forças simultaneamente efetivas: i) o desenvolvimento externo da indústria que conduz a práticas similares; e ii) a história da firma, a sua mentalidade e as suas decisões gerenciais que redundam em formas distintas de aplicar os processos, o que manifesta as idiossincrasias das firmas. Em verdade, as similaridades crescem das similaridades nos requisitos do ambiente operacional. As idiossincrasias se ampliam com eventuais melhorias da competitividade das empresas, que decorrem da diferenciação entre elas, seja em aspectos operacionais, em termos de custos, ou em ambos. A metodologia de pesquisa utilizada neste capítulo se baseou nas proposições de Wang e Ahmed (2007) e Janssen et al. (2012), as quais estão fundamentadas nas contribuições seminais de Teece *et al.* (1997) e de Eisenhardt e Martin (2000).

A pesquisa ajudou na constatação de que a habilidade de reunir e coordenar diferentes firmas e profissionais, contratados para atuar em projetos complexos, também se tornou uma fonte de diferenciação das empresas. A competência das petroleiras para especificar, adequadamente, os bens e serviços que precisam adquirir constitui outra capacitação decisiva. O conhecimento suficiente de cada parte do processo permite que a empresa contrate melhor

os seus fornecedores e seja mais eficiente em termos de custos. Todavia, práticas aparentemente similares têm tido implicações organizacionais dramaticamente diferentes. Ainda assim, empresas concorrentes tendem a desenvolver tipos similares de práticas para atingir os requisitos mutáveis dos ambientes operacionais. Por essa razão, como salienta Jantunen (2012), os gestores não podem se acomodar, sentindo-se falsamente confortáveis pelas situações correntes em que se encontram suas firmas, mas devem desenvolver capacitações únicas para obter vantagens em relação aos seus competidores.

A maior parte das grandes petroleiras que opera em águas profundas mantém um centro de desenvolvimento tecnológico. Contudo, o foco de suas iniciativas está na Capacidade de Absorção da empresa, seja ela do conhecimento gerado externamente, seja da habilidade para utilizar produtos e tecnologias criadas pelos seus fornecedores. A Capacidade de Inovação delas é mais direcionada para processo (incluindo gerencial) do que para produto propriamente dito. Isso não significa que este tipo de inovação seja menos relevante, uma vez que a eficiência dos processos de gestão de risco e de gerenciamento de projetos se mostraram significativamente relevantes para a determinação da competitividade em custos das empresas.

Merecem destaque ainda as alianças estratégicas que estabelecem a cooperação entre as petroleiras e as parapetroleiras, tanto do ponto de vista de transferência e desenvolvimento de tecnologia quanto no que se refere à negociação contratual de fornecimento de bens e serviços. A qualificação e a experiência da força de trabalho também foram apontadas como elemento de diferenciação estratégica, o que reforça a importância do conhecimento tácito e dos processos de aprendizagem, ocorram eles no interior das empresas ou em interação com o ambiente externo.

Em suma, o arcabouço das Capacitações Dinâmicas forneceu os elementos teóricos para o empreendimento de uma pesquisa de campo que se valeu dos métodos de pesquisa exploratória, descritiva e confirmatória, por meio de três questionários. Os resultados serviram para demonstrar que há um potencial considerável de assimetria entre as empresas, de modo que aquelas que desenvolvem capacitações dinâmicas mais sofisticadas provavelmente serão mais bem sucedidas em termos de competitividade de custos. Constatou-se, ademais, que a Capacidade de Absorção é aquela que oferece maior potencial de geração de vantagens competitivas para as petroleiras. Na sequência, a figura 20 resume as principais conclusões obtidas a partir dos questionários.

Tabela 18 – Resumo de Algumas das Principais Conclusões obtidas a partir dos Questionários, por Temática e por Questionário

<b>Instrumento</b>	<b>Capacitação dos Trabalhadores (Capacidade de Adaptação)</b>	<b>Cooperação/Parcerias Estratégicas (Capacidade de Absorção)</b>	<b>Capacidade de Gestão Organizacional (Capacidade de Inovação)</b>
Questionário (1) {Especialistas}	Equipes qualificadas replicam conceitos e lidam melhor com idiossincrasias de cada Campo	Relações Pessoais de Longo Prazo importam mais para o aprendizado relacional que contratos de longo termo	Capacidade de Planejamento e Gestão de Projetos (Contratação e Execução) são fontes de vantagens competitivas.
Questionário (2) {Petroleiras}	Escassez de Força de trabalho reforça importância de equipes internas multidisciplinares	Muito dos esforços de P&D e alianças estratégicas servem para a integração de conhecimento e tecnologia externas	Predominam inovações incrementais e de processo. A maior parte relacionada à perfuração e recuperação avançada
Questionário (3) {Parapetroleiras}	Desempenho de trabalhadores experientes em perfuração e completção de poços é decisiva	Cooperação entre Petroleiras e Fornecedores de Bens e Serviços potencializa capacidade de integração	Aumento dos Custos de Cumprimento da Regulação e Inovações em procesos de gerenciamento de recursos e projetos

## CONCLUSÃO

A importância do tema desta tese para o setor de petróleo e gás tem se tornado cada vez maior, à medida que os custos médios de extração dos novos projetos de E&P apresentam trajetória crescente. A relevância do assunto para as petroleiras tem aumentado à medida que os Estados Nacionais, não raro, vêm buscando obter níveis mais altos de *government take* a partir das atividades de *upstream* realizadas em seus domínios.

Historicamente, a produção petrolífera gerou rendas extraordinárias, decorrentes do diferencial entre os custos de extração e os preços de venda do produto. Projetos de E&P *onshore* ou aqueles executados em ambientes de custos mais favoráveis teriam requerido investimentos relativamente baixos, se comparados aos empreendimentos *offshore* de águas profundas, desenvolvidos no período recente. Estes projetos mais complexos são muito intensivos em capital e tendem a envolver custos financeiros significativos.

Nestas condições, um leitor desavisado, que desconhece a magnitude das heterogeneidades de natureza geológica e regulatório-fiscais, por exemplo, pode supor que o custo será sempre muito mais baixo do que o preço do petróleo ou subestimar o potencial das economias de escala no setor. Poderia inferir, ademais, que apenas a tendência à elevação das participações governamentais justificaria a importância crescente do tema desta tese.

Contudo, a percepção míope de que os custos de extração, necessariamente, representarão apenas a uma pequena parcela do preço petróleo não considera, pelo menos, três aspectos fundamentais. *Primeiro*, as principais áreas de fronteira exploratória envolvem custos médios superiores aos históricos. *Segundo*, o forte impacto do valor do dinheiro no tempo, uma vez que os investimentos em grandes projetos *offshore* são intensivos em capital e possuem longa maturação. São significativos os custos de oportunidade e as despesas financeiras relativas aos valores empregados em um projeto que pode dispender uma década, desde os desembolsos iniciais até a produção e venda dos primeiros barris de petróleo. *Terceiro*, não se pode supor que estarão sempre presentes os cenários de preço favoráveis ao produtor, como aqueles que predominaram a partir da segunda metade dos anos 2000. Ciclos econômicos podem deprimir o valor de mercado do barril mesmo em contextos em que os novos empreendimentos de E&P envolvam custos maiores, em outras palavras, requerem preços de petróleo mais elevados para se equipararem aos custos (do inglês *break-even price*). É possível identificar projetos adiados e cancelados mesmo em momentos de preços de petróleo - em valores constantes -, acima da média da série histórica.

Neste contexto, a tese se propôs a abordar a dinâmica de custos do *upstream*. A ênfase da análise se assentou na capacidade das petroleiras para planejar e gerir projetos de E&P com competitividade em custos e constatamos que há diferenças significativas entre os custos de capital das petroleiras. A estrutura organizacional e o comportamento de uma firma pode se expressar em seu desempenho em custos. Para analisar a estratégia e a *performance* das petroleiras utilizamos os conceitos das capacitações dinâmicas, que se mostraram compatíveis com as características da indústria em tela e com a temática e os propósitos da tese.

Reconhecemos que a complexidade da atividade petrolífera e a diversidade deste setor e da cadeia fornecedora dificultam as investigações sobre custos. Até mesmos os profissionais polivalentes e experientes não dominam todos os conjuntos de disciplinas de Planejamento, Contratação, Construção e Operação de sistemas de E&P. O amplo universo de parâmetros técnicos requer do analista a delimitação por segmento de atividade petrolífera, para que análises quantitativas não padeçam de imprecisões imponderáveis. Por essa razão, optamos por recortar bem o tema da pesquisa, ao restringí-lo ao custo de capital do *upstream* de águas profundas. Essa estratégia circunscreveu a amostra de petroleiras a um grupo seletivo de grandes *players* que executam projetos dessa natureza, uma vez que reúnem condições técnicas e financeiras suficientes para atuar nessa atividade arriscada. Quanto mais elevadas as inversões e as incertezas envolvidas, maior a importância do planejamento e da disciplina de capital para as petroleiras apresentarem desempenho competitivo em termos de custos.

Os seis capítulos deste trabalho trouxeram contribuições complementares para ampliar a compreensão a respeito do assunto. Em um primeiro momento identificamos e definimos as categorias analíticas que foram empregadas na abordagem qualitativa do tema. Ao longo da tese o objeto de análise foi descrito em suas características genéricas de ordem técnica, econômica e regulatória, bem como em seus elementos específicos, de natureza mercadológica, tecnológica e organizacional, por exemplo. Apontamos que a correlação das forças de mercado e os ciclos econômicos são relevantes para a determinação de preços dos insumos e dos bens e serviços empregados na atividade petrolífera. O domínio tecnológico e o acúmulo de experiência em projetos de *upstream* de petróleo e gás contribuem para que as empresas aprimorem o seu desempenho. Adicionalmente, as petroleiras podem lidar de modo distinto com variáveis não controláveis que afetam os custos. Diante de um mesmo contexto de preços de petróleo, por exemplo, as decisões estratégicas de cada empresa podem produzir efeitos distintos para cada firma. Isto é, o comportamento de cada petroleira em relação a um mesmo cenário pode produzir um efeito particular, diferente daquele percebido pelas demais. Uma firma com experiência e competências tem maior probabilidade de agir adequadamente.



O **primeiro capítulo** da tese trouxe o debate teórico das Capacitações Dinâmicas que se mostrou adequado ao tema e os objetivos dessa tese. A discussão no âmbito dessa teoria é travada em torno da presença de capacitações firma-específicas e setor-específicas no interior das firmas. A predominância da primeira favoreceria a geração de vantagens competitivas por parte das organizações que desenvolvem Capacitações Dinâmicas sofisticadas, caracterizadas por capacidades, bem desenvolvidas, de inovar, se adaptar e absorver conhecimento e tecnologia, que possam permitir rápidas respostas às mudanças nos ambientes operacional, regulatório e de mercado.

No **segundo capítulo** desta tese foi possível mostrar o porquê a indústria do petróleo é complexa. Esta possui muitas peculiaridades. Uma relativa aos produtos minerais – petróleo e gás –, e outras associadas aos atributos e papéis das empresas petrolíferas e firmas parapetrolíferas. O amplo espectro de possibilidades quanto às características do petróleo e gás, extraídos de diferentes bacias sedimentares ou reservatórios, requer certas peculiaridades dos bens de capital utilizados na atividade produtiva. Cada sistema de produção do tipo FPSO, por exemplo, é único. Isto é, os componentes e módulos integrados a uma plataforma dessa natureza podem variar de uma unidade para outra. A razão disso são as particularidades dos hidrocarbonetos a serem extraídos e processados, ou mesmo as opções conceituais da empresa que contrata a construção/integração do módulo de produção e executa o projeto. O mesmo raciocínio vale para outros sistemas, que podem combinar subsistemas diferentes, de acordo com a natureza dos hidrocarbonetos a serem extraídos dos poços produtores.

Tais idiosincrasias do petróleo e gás são essenciais na determinação da infraestrutura de processamento e transporte dos produtos. Essas diferenças técnicas podem resultar em diferenciais econômicos expressos, tanto em termos de custos de extração do produto, quanto no que tange a precificação dos hidrocarbonetos produzidos. Os custos de desenvolvimento e de produção, associados a um campo, podem assumir distintos valores, conforme os atributos do produto e das necessidades de gastos adicionais com recuperação avançada. Podem variar se os equipamentos de pré-processamento utilizados estiverem no ambiente submarino ou na superfície da unidade de produção. Ademais, os diferentes arranjos contratuais existentes e componentes regulatório-fiscais podem condicionar as decisões de investimento das organizações e influenciar o ambiente de custos em que um projeto é executado.

No regime de Concessão, a empresa contratada (ou consórcio) arca com os custos e riscos e se apropria dos resultados da produção, depois de pagar os valores monetários relativos às participações governamentais. Já no sistema de partilha o componente custo é central no bojo do mecanismo arrecadatório, o que leva os países hospedeiros a controlá-los

direta ou indiretamente. Neste modelo contratual grande parte da arrecadação do governo decorre da repartição dos lucros do projeto, calculados em óleo, após serem descontados os custos que a empresa operadora está autorizada a recuperar. Estes, por seu turno podem estar sujeitos a alguma limitação imposta pelo Estado hospedeiro com o fito de incentivar a firma atuar com desempenho adequado em termos de custo. Contudo, caso os limites estabelecidos sejam muito estreitos para a recuperação de custos os riscos do negócio poderiam se ampliar e desestimular os investimentos, sob a ameaça de não se atingir o nível ótimo de inversões.

No **terceiro capítulo** ressaltamos que no decurso das últimas décadas se intensificou o processo de especialização da indústria petrolífera e da sua cadeia de fornecedores. As firmas fornecedoras e prestadoras de serviços passaram a assumir, cada vez mais, a responsabilidade de realizar atividades de P&D, tanto para ampliar seu leque de produtos e a sua eficiência, quanto para usufruir das rendas extras da condição de inovador monopolista. A capacidade de absorção de conhecimento e de tecnologia foi se tornando cada vez mais importante para o desempenho das empresas petrolíferas e de parte dos segmentos industriais parapetrolíferos.

Nesse contexto, o tema da tese teve de ser bem delimitado devido à existência de petroleiras com estruturas organizacionais e nichos de atuação distintos. Fato que poderia inviabilizar a comparação caso os dados e objetivos não fossem bem definidos e focados em um determinado nicho, respeitando as suas especificidades. Do contrário, faria pouco sentido os esforços de quantificação com ferramentas estatísticas, por exemplo. Em outras palavras, análises econométricas com base em dados e aspectos que agregam a totalidade da indústria de petróleo e gás enfrentam o risco de serem inconclusivas, tal como foi apontado na revisão de literatura. Por essa razão, utilizamos na modelagem econométrica apresentada no quinto capítulo um conjunto de dados que contemplava a maior parte da população de projetos de E&P em águas profundas (executados até 2013) e os seus custos associados.

As atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas evoluíram rápida e significativamente, conforme apontaram os dados apresentados no terceiro capítulo. O progresso não se manifestou apenas na magnitude dos investimentos, na quantidade das descobertas, mas, particularmente, no tamanho das reservas encontradas, assim como na profundidade dos reservatórios alcançados, seja em termos de lâmina d'água ou mesmo de distância perfurada. Dois fatores impulsionaram esse fenômeno. Os novos patamares de preço do petróleo alcançados e o avanço contínuo da tecnologia foram determinantes para o crescimento desse segmento da indústria. Contudo, não fossem as capacitações tecnológicas e gerenciais, uma grande parte desse estímulo poderia ser minada, devido ao aumento de custos verificado nos períodos de alta de preço do petróleo. Depreende-

se daí que as transformações tecnológicas, organizacionais e de mercado estimularam o progresso das atividades em águas profundas. O resultado pôde ser verificado no aumento contínuo do número de projetos, do volume de produção e de reservas provadas.

As estatísticas apontaram concentração na distribuição dos investimentos, das reservas e da produção de águas profundas. A maior parte das atividades foi observada no Oeste Africano, no Brasil, no Golfo do México e na Noruega. As principais operadoras são as *supermajors*, a Statoil e a Petrobras. Esta, por seu turno, realizou a maior parte da produção acumulada e segue como maior produtora. Suas descobertas estão entre as maiores da década. Também vale mencionar as semelhanças geológicas entre as bacias sedimentares localizadas no Brasil e em Angola. Provavelmente, tais similitudes teriam motivado os resultados semelhantes para os dois países, obtidos por meio do modelo econométrico. Empresas como BP, Petrobras, Shell e Statoil, que estiveram entre as primeiras a se posicionar nessa fronteira exploratória, acumularam larga experiência nessa atividade e figuram como as maiores operadoras de campos de águas profundas. A competência para executar projetos com bom desempenho está associada ao acúmulo de conhecimento e aprendizagem tecnológica. Decorre em certa medida das capacidades da firma de inovar, se adaptar aos distintos desafios e absorver tecnologias e conhecimento gerado pela cadeia fornecedora de bens e serviços.

No **quarto capítulo** foi possível destacar o impacto nos custos decorrentes de variações nos preços do petróleo e de outras *commodities* como o aço, por exemplo, assim como os efeitos da escassez relativa de bens e serviços e de trabalhadores qualificados. Determinadas diretrizes, estratégias e decisões gerenciais podem contornar os efeitos deletérios oriundos do comportamento indesejável de variáveis não controláveis. Contudo, tais práticas guardam relação com a gestão de riscos das empresas, que pode envolver desde a reprogramação do cronograma dos projetos, nos períodos em que o ambiente de custos é desfavorável, até contratos futuros de petróleo e de *hedge* cambial, por exemplo.

Os investimentos em adição de capacidade produtiva de aço e de petróleo possuem natureza de longo prazo que cria um descompasso potencial entre os aumentos de oferta e da demanda desses produtos. Nos períodos de crescimento dos investimentos em novos projetos E&P os preços dos bens e serviços se elevam. Puxam consigo os próprios custos, de modo a gerar uma espiral de alta nos preços e custos da cadeia de suprimentos. Nesse momento as petroleiras irão disputar esses suprimentos para garantir a execução de seus planos de investimento e, não raro, deverão pagar mais caro. Os preços desses materiais sobem, então, tanto pelo aumento da demanda, quanto pela alta no valor das *commodities*, que são importantes insumos das parapetroleiras. O inverso ocorre na reversão do ciclo econômico.

Na fase de Exploração os desafios para manter a disciplina em termos de custos são grandes, tendo em vista o baixo nível de conhecimento da área perfurada, embora a petroleira operadora tenha muitos incentivos para minimizar custos. Caso as descobertas não ocorram o programa exploratório gera gastos inócuos, ainda que relativamente pequenos se comparados aos dispêndios realizados na fase de desenvolvimento de um projeto. Já os dispêndios da etapa de Avaliação devem ser dimensionados conforme o potencial de geração de valor (aumento do volume recuperável) com novos dados de poço. Um dos períodos mais decisivos se verifica no planejamento do empreendimento e na definição do projeto conceitual, momento em que são selecionados os perfis das instalações que deverão ser empregadas. Durante o plano do investimento estão presentes as principais oportunidades de otimização dos custos (reduções ou prevenções contra aumentos), consubstanciadas na definição do projeto básico das instalações. Uma adequada estimação dos custos é determinante nos níveis de dispêndios, uma vez que os erros de estimativa de custos podem gerar gastos adicionais.

Concluiu-se que algumas competências são fundamentais para uma gestão de custos adequada: i) especificar bem o projeto, desde o seu princípio; ii) estimar custos com eficiência; iii) manter bom relacionamento com fornecedores; iv) firmar bons contratos e; v) equipes multidisciplinares especializadas. Manter bases de dados de qualidade e atualizados contribui para que a empresa conheça e atue sobre os pontos críticos do projeto, desde o seu início, momento em que os custos das mudanças são menores. Os especialistas envolvidos na elaboração e aprovação do projeto básico devem dominar o ciclo de vida do projeto, para que ele seja concebido e realizado com base em uma visão sistêmica. O objetivo é obter um desempenho competitivo em termos de custos, prazos e qualidade das instalações. Deve-se notar que a baixa confiabilidade dos equipamentos empregados pode ampliar a necessidade de reposição ou reparo e elevar os custos operacionais de manutenção das instalações.

As competências requeridas às atividades de planejar e gerir, adequadamente, os projetos de construção e instalação da infraestrutura de produção afetam os custos decisivamente. As petroleiras têm de lidar com variáveis não controláveis, a exemplo de: i) preços dos insumos básicos; ii) nível de oferta dos fornecedores e; iii) características dos reservatórios. Aspectos geológicos, institucionais e de mercado, exercem influência no desempenho em custos das petroleiras. Entre as variáveis que podem ser administradas estão aquelas que requerem competência da petroleira para avaliar reservatórios, projetar instalações, se relacionar com fornecedores, firmar contratos, antecipar problemas potenciais, bem como evitar retrabalho e alterações de escopo. Quanto pior o ambiente de custos maior a relevância dessas competências para se lograr um bom desempenho em um empreendimento.

Ao longo da tese verificamos que o desenvolvimento de capacitações dinâmicas e a competência para gerir recursos críticos ajudam no aprimoramento do desempenho em custos de uma petroleira e podem se expressar na capacidade de gerenciar projetos complexos, por exemplo. Conclui-se, portanto, que as petroleiras mais ágeis para desenvolver projetos tendem a ser mais competitivas em custos. Obviamente, o progresso tecnológico das petroleiras impacta o desempenho em custos dos seus projetos, mas mensurar os seus efeitos diretos nos custos é uma tarefa de viabilidade questionável, uma vez que um conjunto amplo de tecnologias é empregado nas atividades de E&P. Vale salientar que os assuntos “tecnologia” e “custos” são muito sensíveis para as petroleiras, em especial a própria relação entre esses dois aspectos. A diferenciação consistente em um dos dois elementos, ou em ambos, pode gerar vantagens competitivas sustentáveis. Trata-se de temas com muitas nuances, devido à complexidade da atividade petrolífera, em geral, e das firmas que nela atuam, em particular.

A metodologia empregada no modelo econométrico, apresentado no **quinto capítulo**, requereu um procedimento preliminar de classificação das observações, em que se empregou uma regressão quantílica. Essa necessidade decorria da ausência de elementos de distinção natural entre os elementos da base de dados. Em seguida, estimou-se uma regressão linear e testou-se a existência de diferença entre as populações classificadas: melhor desempenho em custos e pior desempenho em custos. Na segunda etapa foi estimado um modelo probit que buscava identificar como algumas variáveis de interesse afetavam a probabilidade de um projeto configurar entre os de melhor desempenho ou entre os de pior desempenho.

Os resultados do modelo sugeriram que um projeto terá maior probabilidade de se enquadrar entre os mais eficientes nas seguintes circunstâncias, quais sejam: i) quanto menor for o preço do petróleo no período em que o projeto estiver sendo executado; ii) quando ele for capaz de produzir majoritariamente o petróleo; iii) quanto menor o período (tempo) de desenvolvimento das reservas; iv) na medida em que o projeto se encontrar nas províncias do Brasil e de Angola; v) quando ele estiver mais próximo de águas ultraprofundas do que de águas profundas. Esses três últimos resultados não são intuitivos e merecem ser mais bem qualificados.

Na pesquisa de campo relatada no **sexto capítulo** utilizamos a teoria das capacitações dinâmicas para analisar o comportamento estratégico e o desenvolvimento das capacidades por parte das petroleiras com o fito de oferecer uma abordagem complementar à quantitativa previamente discutida. Utilizamos informações coletadas junto a especialistas e profissionais que atuam no setor. As duas principais formas de manifestação das Capacitações Dinâmicas são entendidas e modeladas do seguinte modo: i) a evolução do conhecimento e das técnicas

disseminadas no âmbito da indústria, que conformam as chamadas “melhores práticas” e; ii) a especificidade de cada firma, que reflete a sua trajetória, a suas diretrizes, prioridades e as decisões do corpo gestor. Nestes elementos as firmas se diferenciam entre elas ao criar rotinas exclusivas, como também ao incluir nuances nas etapas de aplicação dos processos setor-específicos, de modo a permitir a adesão dos procedimentos à filosofia da firma. Em verdade, práticas aparentemente similares podem ter implicações organizacionais bem diferentes.

Em verdade, as similaridades entre os procedimentos adotados pelas empresas crescem das semelhanças nos requisitos do ambiente operacional. Já as idiossincrasias se ampliam com eventuais melhorias da competitividade das empresas, que decorrem da diferenciação entre elas, seja ela em aspectos operacionais, em termos de custos, ou em ambos. A habilidade de atrair, qualificar e coordenar diferentes fornecedores e profissionais, contratados para atuar em projetos complexos, é uma fonte de diferenciação das empresas. Para ser bem sucedida uma petroleira tem de ser capaz de especificar, adequadamente, os bens e serviços que precisa adquirir. O conhecimento suficiente das diferentes partes do processo permite que a empresa contrate melhor os seus fornecedores. Quanto maior o domínio da petroleira em relação às distintas disciplinas relativas à construção das facilidades, maior a probabilidade que a empresa tem de lograr um desempenho competitivo em custos.

A maior parte das grandes petroleiras que opera projetos em águas profundas mantém um centro de desenvolvimento tecnológico. As petroleiras de vanguarda que atuam nesse ambiente operacional conseguem manter diversificado os seus programas de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias, contemplando as principais áreas do conhecimento e as disciplinas de construção das instalações. Destaque para a Petrobras que executa um dos maiores orçamentos de P&D, em certa medida aplicando bem recursos que está obrigada a empregar nesta atividade, no interior da empresa e em parceria com instituições de pesquisa.

Contudo, muitos esforços de inovação são realizados pelos segmentos da indústria parapetrolífera que são intensivos em tecnologia. Alguns deles são muito dinâmicos em termos tecnológicos, o que exige que parte dos investimentos em P&D das petroleiras seja voltada para fomentar a capacidade de absorção de conhecimentos e inovações geradas externamente. Com a crescente especialização da indústria fornecedora as empresas petrolíferas têm mais condições e incentivos para desenvolver inovações de processo (incluindo gerencial) do que para propor inovações de produto, propriamente dito. Ambos os tipos de inovação de produto ou processo, incremental ou radical, podem melhorar a gestão de risco e de projetos, de modo a aprimorar o desempenho em custos das petroleiras.

Neste contexto, o papel das alianças estratégicas de cunho tecnológico é de promover sinergias em P&D realizados por petroleiras e parapetroleiras. Reduzir redundâncias de seus esforços inovativos, assim como estimular a transferência e o desenvolvimento de tecnologia. A pesquisa apontou que a cooperação entre cliente-fornecedor seria capaz de gerar melhores resultados do que aquela que se estabelece entre petroleiras operadoras, à exceção de iniciativas voltadas para as práticas de SMS que não raro são promovidas em conjunto. O nível de qualificação e de experiência da mão de obra retida pelas firmas seria outro elemento de diferenciação estratégica, o que reforça o valor do conhecimento tácito e dos processos de aprendizagem, sejam eles no interior das firmas ou em interação com o ambiente externo.

O emprego da teoria das Capacitações Dinâmicas na pesquisa de campo e dos métodos de pesquisa exploratória, descritiva e confirmatória, em três questionários permitiu demonstrar que há um potencial considerável de assimetria entre as empresas. Quanto mais sofisticadas as capacidades dinâmicas apresentadas por uma empresa mais competitivo em custos tende a ser o seu desempenho. A diferenciação entre as firmas se manifesta com mais intensidade nas fases de planejamento dos projetos, em que são definidos os conceitos que serão aplicados e a estratégia de contratação dos elementos constitutivos do projeto. A petroleira que valoriza a atividade de planejamento de longo prazo tende a aumentar a sua capacidade de lidar com os ciclos econômicos e tem maiores chances de apresentar desempenho competitivo em custos.

Concentrar a contratação de sondas, por exemplo, nas fases de descenso do ciclo econômico pode ser uma forma de contratar a valores baixos, por um lado, mas caso o ambiente de custos se deteriore, significativamente, as empresas contratadas podem ter muitas dificuldades para construir as instalações de acordo com os custos e prazos contratuais. Petroleira que contratam antes das concorrentes, em mercados com escassez relativa de bens e serviços, podem adquirir vantagens competitivas em custo. Não ficam sujeitas às oscilações nas cotações de mercado *spot* de afretamento de embarcações, por exemplo. Por fim, constatou-se que a capacidade de absorção é uma importante fonte de vantagens competitivas para as petroleiras. É complementada pela capacidade da firma de inovar e se adaptar a novos ambientes geológicos, operacionais e de mercado, que surjam, eventualmente. Ademais, são poucas as empresas que detêm a competência para replicar conceitos de projetos e explorar, ao máximo, as economias de escala que ajudam a manter vantagens competitivas no CAPEX do E&P de águas profundas. Com base no modelo de avaliação de projetos que desenvolvido no segundo capítulo (e os resultados nos **anexos**) confirmamos a relevância desse componente de custos de um projeto petrolífero, que é intensivo em capital e possui longa maturação.

## BIBLIOGRAFIA

ABDEL-AAL, H. K.; AGGOUR, M.; FAHIM, M. A. **Petroleum and Gas Field Processing**. [s.l.] CRC Press, 2003.

ABDUL-KADIR, M. R.; PRICE, A. D. F. Conceptual phase of construction projects. **International Journal of Project Management**, v. 13, n. 6, p. 387–393, 1995.

ACHA, V. Framing the Past and Future: The Development and Deployment of Technological Capabilities by the Oil Majors in the *Upstream* Petroleum Industry. Rochester, NY: Social Science Research Network, 18 fev. 2010. Disponível em: <<http://papers.ssrn.com/abstract=1357624>>. Acesso em: 23 mar. 2013.

ACHA, V. Knowledge, Innovation and Competitiveness: Dynamics of firms, Networks, Regions and Institutions. *DRUID Summer Conference*. Copenhagen, Denmark, June 18-20, 2006

ACHA, V. L.; FINCH, J. H. The niche practices in the *upstream* petroleum industry Paper work presented at the 21st Annual IMP Conference, “Dealing with Dualities”, 31st August–3rd September, Rotterdam, The Netherlands. **Anais...** 2005. Disponível em: <<http://impgroup.org/uploads/papers/4651.pdf>>. Acesso em: 28 jun. 2013

ACHA, V. L.; FINCH, J. Paths to deepwater in the international *upstream* petroleum industry. Technology, Knowledge and the Firm: Implications for Strategy and Industrial Change, p. 73–91, 2005.

ACHA, V. The role of technological capabilities in determining performance: the case of the *upstream* petroleum industry Proceedings of DRUID Winter Conference on Industrial Dynamics, **Anais...** January. 2000.

ACHA, V.; CUSMANO, S. Sharing capabilities, Patterns of R&D Co-operation in *Upstream* Petroleum Industry. In Conference “The future of Innovation Studies Eindhoven”, 2001.

ACHA, V.; FINCH, J. Niche Development in the *Upstream* Petroleum Industry. 2006.

ACHA, Virginia; Finch, John. Paths to Deepwater in the International Petroleum Industry. DRUID Summer Conference. Copenhagen, Denmark, June 12-14, 2003.

ADAM VANN. **Offshore Oil and Gas Development: Legal Framework** Congressional Reserarch Service, 2011.

ADELMAN, M. A. A review of Oil production capacity expansion costs for the Persian Gulf. 1996.

ADELMAN, M. A. Finding and developing costs in the United States, 1945-1986. **Advances in the Economics of Energy and Resources**, v. 7, n. 11, 1992.

ADELMAN, M. A.; WATKINS, G. C. **Oil and natural gas reserve prices, 1982 - 2002 : implications for depletion and investment cost**. [s.l.] MIT Center for Energy and



Environmental Policy Research, 2003. Disponível em: <<http://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45009>>. Acesso em: 18 abr. 2013.

ADETORO, S. H. Decommissioning Obligations in the Energy Industry: What is the Balance between Contractual Obligation and Reality? **Minerals & Energy-Raw Materials Report**, v. 23, n. 4, p. 162–167, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Desenvolvimento e Produção**. Disponível em <http://www.anp.org.br> (Acessed em outubro de 2011).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEIO (ANP). **Desenvolvimento e Produção**. Disponível em <http://www.anp.org.br> (Acessado em outubro de 2011).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Índice de Hidrocarbonetos Constatados**. Disponível em <http://www.anp.org.br> (Acessado em outubro de 2011).

AIR ENERGI. **The Global Oil & Gas Workforce Survey** Air Energi, , 2012. Disponível em: <[http://www.airenergi.com/sites/default/files/file-attachments/workforce-survey-email\\_0.pdf](http://www.airenergi.com/sites/default/files/file-attachments/workforce-survey-email_0.pdf)>

AKINTOYE, A. Design and build: a survey of construction contractors' views. **Construction Management and Economics**, v. 12, n. 2, p. 155–163, 1994.

AL-ABED, B. Key Improvements for Client Source Inspection on Lump Sum (EPC) Oil and Gas Projects. Abu Dhabi International Conference and Exhibition. **Anais...** 2004.

AL-ATTAR, A.; ALOMAIR, O. Evaluation of *upstream* petroleum agreements and exploration and production costs. **OPEC Review**, v. 29, n. 4, p. 243–266, 2005.

AL-DUBAISI, A. H. Change orders in construction projects in Saudi Arabia. **unpublished MS Thesis, King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran, Saudi Arabia**, 2000.

AL-FARAJ, T. N. Vendor Selection by means of data envelopment analysis. **The Business Review**, Cambridge, v. 6, n. 1, p. 70 - 7, dez. 2006.

ALI, T. H.; MATHUR, R.; SHARMA, N. Build-to-Suit Technologies For Wellbore Construction In Deepwater And Ultradeepwater Gulf of Mexico SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. **Anais...**Galveston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-136840-MS&societyCode=SPE>>

ALMEIDA E.; VIEGAS, T.; DIAS, F.; EBELING, F. Production Sharing versus Concession Contracts in Brazil *Upstream: An Economic Comparison*. 34rd IAEE **International Seminar Stockholm**, June 2011.

AMBROSINI, V.; BOWMAN, C. What are dynamic capabilities and are they a useful construct in strategic management? **International Journal of Management Reviews**, v. 11, n. 1, p. 29 – 49, mar. 2009.

AMBROSINI, V.; BOWMAN, C.; COLLIER, N. Dynamic capabilities: an exploration of how firms renew their resource base. **British Journal of Management**, v. 20, n. s1, p. S9–S24, 2009.

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)**. The State of the *Offshore* U.S. Oil and Gas Industry: An in-depth study of the outlook of the industry investment flows *offshore*. 2011.

ANAND, G. *et al.* Dynamic capabilities through continuous improvement infrastructure. **Journal of Operations Management**, v. 27, n. 6, p. 444–461, dez. 2009.

ANDRESEN, J. F. **Decommissioning of Offshore Platforms Utilizing Cost Effective Single Lift Technology** The International Society of *Offshore* and Polar Engineers, 2004. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=ISOPE-I-04-015&societyCode=ISOPE>>

ANGERT, P. F.; ISEBOR, O. J.; LITVAK, M. L. Early Life Cycle Field Development Optimization of a Complex Deepwater Gulf of Mexico Field OTC Brasil. **Anais...** Rio de Janeiro, Brazil: 2011. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-22252-MS&societyCode=OTC>>

ANTONIO C, C. *et al.* Marlim Complex Development: A Reservoir Engineering Overview SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. **Anais...** 2001. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00069438>>

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)**. Workforce Challenges: Survey Results API -, 2005. Disponível em: <[http://www.api.org/globalitems/globalheaderpages/about-api/industry-careers/~media/files/about/industry-careers/2005\\_workforce\\_study.ashx](http://www.api.org/globalitems/globalheaderpages/about-api/industry-careers/~media/files/about/industry-careers/2005_workforce_study.ashx)>

ASSAYAG, M. I.; PLAVNIK, B.; RIBEIRO, O. Technological Innovation Program on Deepwater Exploitation Systems - PROCAP 2000. **Society of Petroleum Engineers**. Mar. 1996. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00035347&societyCode=SP E>>. Acesso em: 24 mar. 2013

AUSTIN, D. *et al.* History of the *offshore* oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report. **Papers on the evolving offshore industry**. v.1. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, Nova Orleans, Estados Unidos. OCS Study MMS 2004-049. 98 p. 2004.

AYDIN, C. O. **Sequential Investment Planning for Complex Oil Development Projects**. [s.l.] Massachusetts Institute of Technology, Department of Civil and Environmental Engineering, 2008.

AYERS, R. R. *et al.* DW RUPE: A New Deepwater Pipeline Repair Capability for the Gulf of Mexico and Other Deepwater Regions *Offshore* Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas, USA, 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19207-MS&societyCode=OTC>>

AZAMBUJA, M. M.; O'BRIEN, W. J. Investigation of Supply Chain Management Practices in Industrial Projects: State of Practice vs. State of Knowledge. Construction Research Congress 2009@ sBuilding a Sustainable Future. **Anais...ASCE**, 2009.

BABUSIAUX, Denis. **Oil and gas exploration and production: reserves, costs, contracts**. Editions Technip, 2007.

BACCARINI, D. The concept of project complexity—a review. **International Journal of Project Management**, v. 14, n. 4, p. 201–204., 1996.

BACCARINI, D. Understanding Project Cost Contingency—A Survey The Queensland University of Technology Research Week International Conference. **Anais...** 2005.

BACK, W. E.; MOREAU, K. A. Cost and schedule impacts of information management on EPC process. **Journal of management in engineering**, v. 16, n. 2, p. 59–70, 2000.

BADIRU, A. B.; OSISANYA, S. O. **Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach**. [s.l.] CRC Press, 2013.

BAI, Y.; BAI, Q. **Subsea Engineering Handbook**. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2012.

**BAIN & COMPANY**. ESTUDOS de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/RelConsol-4de6.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/RelConsol-4de6.pdf)>. Acesso em: 05 dezembro. 2009.

BAIRRINGTON, P. D. *et al.* Toward Low Costs for High Cost Resources *Offshore Technology Conference*. **Anais...** Houston, Texas, USA: 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19163-MS&societyCode=OTC>>

BALASUBRAMANIAN, S. *et al.* Subsurface Appraisal and Field Development Planning of the Gas Condensate Field GVLA, Angola SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...** Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2012. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-158860-MS&societyCode=SPE>>

BALESTRO, M. V. *et al.* The experience of an oil supply chain of dynamic capabilities. **Revista de Administração Contemporânea**, v. 8, n. SPE, p. 181–202, jan. 2004.

BALIGA, S.; ELY, J. C. Mnemonics: The Sunk Cost Fallacy as a Memory Kludge. **American Economic Journal: Microeconomics**, v. 3, n. 4, p. 35–67, nov. 2011.

BANKER, R. D., CHARNES, A., COOPER W. W., Some Models for Estimating Technical and Scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis. *Management Science*. 1984.

BARCLAY, I. *et al.* The beginning of the end: a review of abandonment and decommissioning practices. **Oilfield Review**, v. 13, n. 4, p. 28–41, 2001.

BARLOW, J. Innovation and learning in complex *offshore* construction projects. **Research Policy**, v. 29, n. 7–8, p. 973–989, ago. 2000.

BARNEY, J. Firm resources and sustained competitive advantage. **Journal of management**, v. 17, n. 1, p. 99–120, 1991.

BARNHILL, D. B. Estimated Finding and Developing Costs: Methods, Problems, and Proposals SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** Las Vegas, Nevada: 1985 Copyright 1985, Society of Petroleum Engineers, 1985. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00014377&societyCode=SP E>>

BARRETO, I. Dynamic Capabilities: A Review of Past Research and an Agenda for the Future. *Journal of Management*, v. 36, n. 1, p. 256–280, 1 jan. 2010.

BARROS, C. MANAGI, S. **Productivity assessment of Angola's oil blocks**. Energy. 2009.

BARROWS, G.H. **World Fiscal System for Oil**. Van Meurs & Ass. Ltd., Calgary. 1994.

BARROWS, G.H. **Worldwide Concession Contracts and Petroleum Legislation**. Pennwell Books, Tulsa, 1993. BARUSCO FILHO, P. J.; ARATANHA, M. DA J. DE. Deep Water Production Technology and Perspectives in Brazil. 2001.

BASSANI, D. T. L.; SÁ, M. F. DE; SANTOS, J. A. N. DOS. CONDIÇÕES FACILITADORAS PARA IMPLANTAÇÃO DA GESTÃO DO CONHECIMENTO EM PROJETOS DO SEGMENTO *OFFSHORE*. **Revista Gestão Industrial**, v. 5, n. ESPECIAL, 30 nov. 2009.

BASTOS, B. L. C. X. 20 Years of Drilling and Completion Experience in Campos Basin: A Results Review *Offshore* Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas: 1997. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-8488-MS&societyCode=OTC>>

BATAVIA, R. FRONT-END LOADING FOR LIFE CYCLE SUCCESSO *ffshore* Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas: 2001. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-12980-MS&societyCode=OTC>>

BAUMEISTER, C.; PEERSMAN, G. Sources of the volatility puzzle in the crude oil market. [s.l.] **Ghent University, Faculty of Economics and Business Administration**, 2010.

BAZO, E.; BARRIOS, S. **Integrated Project Management Applied in Word-Class Gas-Field Development Projects: From Theory to Practice**. Society of Petroleum Engineers, dez. 2010. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-139369-MS&societyCode=SPE>>. Acesso em: 22 abr. 2013.

BEGCEE. BUREAU OF ECONOMIC GEOLOGY CENTER OF ENERGY ECONOMICS. **Economic & Policy Consideration: Reserves Symposium**, July 19, 2011.

BEHRENBRUCH, P. *Offshore* Oilfield Development Planning. **Journal of Petroleum Technology**, v. 45, n. 8, p. 735–743, 1993.

BELLARBY, J. **Well Completion Design**. [s.l.] Elsevier, 2009.

BELTRAO, R. L. C. *et al.* SS: Pre-salt Santos basin - Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil *Offshore Technology Conference*. **Anais...** Houston, Texas: 2009. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19880-MS&societyCode=OTC>>

BENHAM, H.; MARIJIT, J. Contracting Basics To Deliver Projects In Today's Supply Market Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. **Anais...** 2008.

BEN-MENACHEM, S. M. *et al.* **Strategic Renewal Over Time: The Enabling Role of Potential Absorptive Capacity in Aligning Internal and External Rates of Change.** Long Range Planning, n. 0, [s.d.].

BERENDS, K. Engineering and construction projects for oil and gas processing facilities: Contracting, uncertainty and the economics of information. **Energy Policy**, v. 35, n. 8, p. 4260–4270, ago. 2007.

BERENDS, T. C. *et al.* **Contracting Economics of Large Engineering and Construction Projects**, 21 dez. 2007. Disponível em: <<http://resolver.tudelft.nl/uuid:dc9adf2b-766a-4bf3-8f7e-bc41e116c21b>>. Acesso em: 2 maio. 2013.

BERENDS, T.; DHILLON, J. An Analysis of Contract Cost Phasing on Engineering and Construction Projects. **The Engineering Economist**, v. 49, n. 4, p. 327–337, 2004.

BERG, E.W, *et al.* Emerging Geophysical Technologies: Is Planting and Re-planting of Nodes in a 4C-4D Scenario the Optimum and Most Cost-Effective Solution for Field Reservoir Monitoring?. In: **OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE**, 2008, Houston. Disponível em: <[http://www.sbxp.com/uploads/case\\_pdf/OTC-19691-PP.pdf](http://www.sbxp.com/uploads/case_pdf/OTC-19691-PP.pdf) >. Acesso em 25 agosto 2011.

BILS, M. The cyclical behavior of marginal cost and price. **The American Economic Review**, p. 838–855, 1987.

BILS, M.; CHANG, Y. Understanding how price responds to costs and production. **Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy**, v. 52, p. 33–77, jun. 2000.

BINDEMANN, K. “Production-sharing agreements: an economic analysis.” **Oxford Institute for Energy Studies, World Petroleum Market Paper Series #25**. 1999.

BJORLYKKE, K. **Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics**. 1.ed. 2010 ed. [s.l.] Springer, 2011.

BLIDBERG, D. (2001). The development of autonomous underwater vehicles (AUVs); a brief summary. In IEEE ICRA.

BLOOMBERG. Petrobras Hires 80% of Deepwater Rigs, Inflates Rent. 15 de maio de 2008.

BMO CAPITAL MARKETS. Oil & Gas Global Cost Study. BMO Capital Markets Research. 2012.

BMO CAPITAL MARKETS. Energy - Oil & Gas Producers - Market Perform. BMO Capital Markets Research. 2013.

BOLES, B. D.; MAYHALL, G. E. Kizomba A and B: Projects Overview *Offshore Technology Conference*. **Anais...** Houston, Texas: 2006. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-17915-MS&societyCode=OTC>>

BOSCHEE, P. Challenges of Accurate Cost Estimation for Facilities. **Oil and Gas Facilities**, n. February, p. 14, 2012.

BOSCHECK, R. **Assessing “New” Upstream Business Models** IMD International, , 2006.

BOYCE, J. R.; NØSTBAKKEN, L. Exploration and development of U.S. oil and gas fields, 1955-2002. **Journal of Economic Dynamics and Control**. Vol. 35. Pp. 891-908. 2011.

BP. Operating at the energy frontiers: How a revitalized BP is driving efficiency, momentum and growth. **Annual Review**. 2009.

BP. **Statistical Review of World Energy**. 2010

BREIDENTHAL, J.; OCHTERBECK, C. Chevron’s Project Management Approach to Plan and Drill Deepwater Gulf of Mexico Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. **Anais...** 2008.

\_\_\_\_\_. **Well Design, Execution & Collaboration: An Operator’s Tool for the Planning and Drilling of a Deepwater Gulf of Mexico Well** Society of Petroleum Engineers, nov. 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-117432-MS&societyCode=SPE>>. Acesso em: 17 mar. 2013

BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre (Ed.). **Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts**. Editions Technip, 2011.

BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre e DOS SANTOS, Edmilson Moutinho. **Petróleo & Gás Natural: Como produzir e a que custo**. Synergia, 2011.

BRETT, J. F. How To Build Competent People. **Talent & Technology**, n. Society of Petroleum Engineers, 2011.

BROWN, I. J.; RAMLOGAN, M. G.; MCMURRAY, T. Planning a Deepwater Well for All Seasons, Platina-2, A Combined Appraisal / Development Well International Petroleum Technology Conference. **Anais...** Dubai, U.A.E.: International Petroleum Technology Conference, 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=IPTC-11282-MS&societyCode=IPTC>>

BROWN, S. P. A. Some Implications of Tightening Regulation of U.S. Deepwater Drilling. **Resources for the Future**. 2010.

BUNNI, N. G. **The Fidic Form of Contract: The Fourth Edition of the Red Book**. [s.l.] Blackwell Science, 1997.

BURYAKOVSKY, L. *et al.* **Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reservoirs**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2012.

BUSH, J. W.; JOHNSTON, D. **International Oil Company Financial Management in Nontechnical Language**. [s.l.] PennWell Books, 1998.

BUTTAR, H. M.; KOCAK, A. The relationship between entrepreneurial orientation dynamic capabilities and firm performance: an exploratory study of small Turkish firms. **International Journal of Business and Globalisation**, v. 7, n. 3, p. 351–366, 2011.

BYRNE, M. T.; PATEY, I. T. M.; GREEN, J. J. A New Tool for Exploration and Appraisal-Formation Damage Evaluation. European Formation Damage Conference. **Anais...** Scheveningen, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers, 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-107557-MS&societyCode=SPE>>

CADENA, A. Development of a low cost Autonomous Underwater Vehicle for Antarctic exploration. **Technologies for Practical Robot Applications (TePRA). IEEE Conference on Ecuador**. 2011.

CAIRNS, W. J.; ROGERS, P. M. **Onshore Impacts of Offshore Oil**. [s.l.] Taylor & Francis, 2004.

CAMPBELL, C. J.; LAHERRÈRE, J. H. The end of cheap oil. **Scientific American**, v. 278, n. 3, p. 60–5, 1998.

CANNON, S. *et al.* The Selection of Materials for Ship Structures [and Discussion]. **Philosophical Transactions: Physical Sciences and Engineering**, v. 334, n. 1634, p. 357–369, 15 fev. 1991.

CARTER, S.; Ghiselin, R. Bringing Efficiency to the *Offshore* Rig Contracting Business. **Society of Petroleum Engineers**. 2003.

CAVES, D.W.; CHRISTENSEN, L.; DIEWERT, W.E. The economic theory of index numbers and the measurement of input, output and productivity. **Econometrica**, v. 50, n. 6, p. 1393-1414, 1982.

CENTER OF ENERGY ECONOMICS (CEE). Appendix and Companion to Chapter 16 - Hydrocarbon Sector Regulation and Cross-border Trade in the Western Hemisphere in Energy Cooperation in the Western Hemisphere, Center for Strategic and International Studies. 2007.

CERRITO, E.; CIPRIGNO, M. Aquila Field - Advanced contracting strategies for the *offshore* development, in 850 meter water depth SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** Denver, Colorado: 1996. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00036618&societyCode=SP E>>

Chakrabarti, S. K. Handbook of *offshore* engineering. Technology & Engineering. Elsevier, 2005.

CHAMPION, B. P.; SEARLE, I.; POLLARD, R. Clair Field: Reducing Uncertainty in Reservoir Connectivity During Reservoir Appraisal—A First-Time Application of a New Wireless Pressure-Monitoring Technology in an Abandoned Subsea Appraisal Well *Offshore* Europe. **Anais...**Aberdeen, Scotland, U.K.: Society of Petroleum Engineers, 2007. Disponível

em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-108435-MS&societyCode=SPE>>

CHANDLER, A. D.; HIKINO, T. *Scale and Scope: The Dynamics of Industrial Capitalism*. 2004.

CHANDLER, A. *Scale and Scope*. Cambridge (Mass.), **Harvard University Press**, 1994.

CHANDLER, A. *Strategy and Structure: Chapters in the History of the American Industrial*. Cambridge, Massachusetts: **The Belknap Press of Harvard University Press**, 1962.

CHARNES, A.; COOPER, W. W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 2, n. 6, p. 429-44, nov. 1978.

CHARNES, A.; COOPER, W.; LEWIN, A.; SEIFORD, L. *Data Envelopment Analysis. Theory, Methodology and Applications*. Massachusetts: **Kluwer Academic Publishers**, 1997.

CHATAR, C.; ISRAEL, R. R.; CANTRELL, A. J. *Drilling Deep in Deep Water: What It Takes to Drill Past 30,000 ft* IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. **Anais...** New Orleans, Louisiana, USA: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 2010. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-128190-MS&societyCode=SPE>

CHAUDHRY, A. **Oil Well Testing Handbook**. [s.l.] Elsevier, 2004.

CHORN, L. G.; CROFT, M. *Resolving Reservoir Uncertainty to Create Value* SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** New Orleans, Louisiana, 1998. Copyright 1998, Society of Petroleum Engineers Inc., 1998. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00049094&societyCode=SP E>>

CHRITAMARA, S.; OGUNLANA, S. O.; BACH, N. L. System dynamics modeling of design and build construction projects. **Construction Innovation: Information, Process, Management**, v. 2, n. 4, p. 269–295, 2002.

CHUNG, J.-S. *et al.* Development of EPS FPSO and Riser System for Deepwater Gulf of Mexico *Offshore Technology Conference*. **Anais...** 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-19679-MS>>. Acesso em: 22 mar. 2013. CIMOLI, M. e DOSI, G. Technological Paradigms, Patterns of Learning and Development: an introductory roadmap. **Journal of Evolutionary Economics**, 5: 243-268. 1995.

CLAIRE, D. Challenges Faced in Well Construction as Heavy Oil Exploitation Goes Deeper SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference. **Anais...** 2002.

CLO, A. *Oil Economics and Policy*. Springer. 2000.

CLO, A. **Economia e Política Del Petrólio**. [s.l.] Springer, 2000.



CLSA. Subsea Acceleration: fathoming new technologies. Blue Books: Experts' views for expert investors. 2012

COMMITTEE, G. B. P. H. OF C. E. AND C. C. UK deepwater drilling - implications of the Gulf of Mexico oil spill: second report of session 2010-11, Vol. 1: Report, together with formal minutes, oral and written evidence. [s.l.] **The Stationery Office**, 2011.

CONAWAY, C. F. **The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide**. [s.l.] PennWell Books, 1999.

CONN, C.; WHITE D. Revolution in *Upstream* Oil and Gas: Strategies for growth beyond 2000. McKinsey & Company, Australia: 1994.

COOK, W. D., SEIFORD, L. M. Data envelopment analysis (DEA) – Thirty years on. **European Journal of Operational Research**, 2009.

COOPER, W. & SEIFORD, L., Tone, K. Data Envelopment Analysis. **Kluwer Academic Publish**. 1999.

COOPERSMITH, E. M.; CUNNINGHAM, P. C.; PENA, C. A. Decision Mapping - A Practical Decision Analysis Approach to Appraisal & Development Strategy Evaluations SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. **Anais...** Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2003. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00082033&societyCode=SP E>>

CORBETTA, G.; CRUDEN, R. A New Approach to *Capex* and *Opex* Reduction: An Integrated System for Remote Tie-Ins and Pipeline Repair *Offshore* Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas: 2000. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-12024-MS&societyCode=OTC>>

CORTS, K. S.; SINGH, J. The effect of repeated interaction on contract choice: Evidence from *offshore* drilling. **Journal of Law, Economics, and Organization**, v. 20, n. 1, p. 230–260, 2004.

COTTON, H. C. Materials Requirements for *Offshore* Structures. Philosophical Transactions of the Royal Society of London. **Series A, Mathematical and Physical Sciences**, v. 282, n. 1307, p. 53–64, 8 jul. 1976.

CRUZ, A. M.; KRAUSMANN, E. Damage to *offshore* oil and gas facilities following hurricanes Katrina and Rita: An overview. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 21, n. 6, p. 620–626, nov. 2008.

DAHL, C.; DUGGAN, T. E. Survey of price elasticities from economic exploration models of US oil and gas supply. **Journal of Energy Finance & Development**, v. 3, n. 2, p. 129–169, 1998.

DANESH, A. **PVT and Phase Behaviour Of Petroleum Reservoir Fluids**. [s.l.] Elsevier, 1998.

DANTAS, E.; BELL, M. The Co-Evolution of Firm-Centered Knowledge Networks and Capabilities in Late Industrializing Countries: The Case of Petrobrás in the *Offshore* Oil Innovation System in Brazil. **World Development**, v. 39, n. 9, p. 1570–1591, set. 2011.

DAVIDSON, P. Crude Oil Prices: “Market Fundamentals” or Speculation? **Challenge**, v. 51, n. 4, p. 110–118, 1 jul. 2008.

DAVIS, J. D. The changing world of oil: an analysis of corporate change and adaptation. **Ashgate Publishing**, 2006.

DAVIES, R. R. J. 3d Seismic Technology: Application to the Exploration of Sedimentary Basins. [s.l.] **Geological Society**, 2004.

DAVIS, W. **The Enigma of Oil and Gas Finding Costs**. Society of Petroleum Engineers, fev. 1965. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00001094>>. Acesso em: 23 abr. 2013.

DAY, M. D. Decommissioning of *Offshore* Oil and Gas Installations. In: **Environmental Technology in the Oil Industry**. [s.l.] Springer, 2008. p. 189–213.

DEBREU, G. The coefficient of resource utilization. *Econometrica*, Menasha. 1951.

DEES, S. *et al.* Assessing the Factors Behind Oil Price Changes. Rochester, NY: **Social Science Research Network**, 1 fev. 2008. Disponível em: <<http://papers.ssrn.com/abstract=1080247>>. Acesso em: 24 abr. 2013.

DELFINER, P. Intelligent Exploration and Appraisal Program for a Multiprospect Development. **SPE Economics & Management**, v. 4, n. 2, p. p. 106–114, 2012.

DELOITTE. **The Talent Crisis in Upstream Oil & Gas: Strategies to Attract and Engage Generation Y** Deloitte, 2005. Disponível em: <[http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Canada/Local%20Assets/Documents/CA\\_ER\\_TalentCrisisUpstreamOilGas\\_18\\_11\\_2005.pdf](http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Canada/Local%20Assets/Documents/CA_ER_TalentCrisisUpstreamOilGas_18_11_2005.pdf)>

DEMIRMEN, F. Subsurface Appraisal: The Road From Reservoir Uncertainty to Better Economics SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. **Anais...** Dallas, Texas: Copyright 2001, Society of Petroleum Engineers Inc., 2001. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00068603&societyCode=SP E>>

DISMUKES, D.E. Fact book: *Offshore* oil and gas industry support sectors. U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study BOEMRE 2010-042. 138 p. 2010.

DOAN, Q. T.; ALI, S. M. HORIZONTAL WELLS - ARE THEY WORTH THE COST? **Society of Petroleum Engineers**, mar. 1995. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00030154&societyCode=SP E>>. Acesso em: 5 maio. 2013

DOE. U.S. Department of Energy. Energy Information Administration. 2008. **Financial Reporting System Survey** - Form EIA-28. Schedule 5112 - Analysis of Income Taxes. <http://www.eia.doe.gov/emeu/finance/page1a.html> Downloaded April 22, 2008.

DODGSON, M. Organizational learning: a review of some literatures. **Organization studies**, v. 14, n. 3, p. 375–394, 1993.

DONALD D. BERGH; ELIZABETH NGAH-KIING LIM. Learning how to restructure: absorptive capacity and improvisational views of restructuring actions and performance. **Strategic Management Journal**, v. 29, n. 6, p. 593–616, 2008.

DOSI, G.; MALERBA, F. (eds.) *Organization and Strategy in the Evolution of the Enterprise*. London: **Macmillan Press**. 1996.

DOSI, G.; NELSON, R. R. Chapter 3 - Technical Change and Industrial Dynamics as Evolutionary Processes. In: BRONWYN H. HALL AND NATHAN ROSENBERG (Ed.). **Handbook of the Economics of Innovation**. [s.l.] North-Holland, 2010. v. Volume 1p. 51–127.

DOSI, G. *Technical Change and Industrial Transformation*. London: **Macmillan Press**. 1984.

DOSI, G., TEECE, D. e WINTER, S. Toward a Theory of Corporate Coherence: Preliminary Remarks. DOSI, G., GIANNETTI, R. e TONINELLI, P.A. *Technology and Enterprise in a Historical Perspective*. New York: **Oxford University Press**. 1992.

DOSI, G.; NELSON, R. R. “Chapter 3 - Technical Change and Industrial Dynamics as Evolutionary Processes”. In: BRONWYN H. HALL AND NATHAN ROSENBERG (Ed.). **Handbook of the Economics of Innovation**. [s.l.] North-Holland, 2010. v. Volume 1p. 51–127.

DOUGLAS WESTWOOD. *The World Deepwater Market Report 2008-2012*, Canterbury, UK, p.148. 2007.

DOUGLAS WESTWOOD. *World Deepwater Market Report 2010-2014*. 2010.

DOUGLAS, R. B. Technological Improvement in Petroleum Exploration and Development. In: **Productivity in Natural Resource Industries: Improvement through Innovation**, ed. R. David Simpson. Washington, D. C.: 1999.

DUNN, F.P. Deepwater Production: 1950-2000. **Offshore Technology Conference**, 1994.

DREWS, A. W. **Manual on Hydrocarbon Analysis**. [s.l.] ASTM International, 1998.

DYER, J. Effective interfirm collaboration: how firms minimize transaction costs and maximize transaction value. **Strategic management journal**, v. 18, n. 7, 1997.

DYER, J. H., & Singh, H. The relational view: Cooperative strategy and sources of interorganizational competitive advantage. **Academy of Management Review**. 1998.

EASTERBY-SMITH, M.; LYLES, M. A.; PETERAF, M. A. Dynamic Capabilities: Current Debates and Future Directions. **British Journal of Management**, v. 20, p. S1–S8, mar. 2009.

EASTERBY-SMITH, M.; PRIETO, I. M. Dynamic Capabilities and Knowledge Management: an Integrative Role for Learning?\*. **British Journal of Management**, v. 19, n. 3, p. 235–249, 2008.

EASTERN RESEARCH GROUP, Inc. (ERG). Analysis of the oil services contract industry in the Gulf of Mexico region. U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA. OCS Study BOEMRE 2011-001. 216 p. 2011.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. **Petroleum production systems**. [s.l.] PTR Prentice Hall, 1994.

EIA. **Oil and Gas Supply Module** U.S. Energy Information Administration, , 2012a. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/oil\\_gas.pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/oil_gas.pdf)>

\_\_\_\_\_. **Assumptions to the Annual Energy Outlook 2012** EIA - Energy Information Administration, , 2012b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554%282012%29.pdf>>

EISENHARDT, K. M.; MARTIN, J. A. Dynamic capabilities: what are they? **Strategic Management Journal**, v. 21, n. 10-11, p. 1105–1121, 2000.

EKELUND, M. W. *et al.* **Horizontal and Vertical Well Economics Under Various Fiscal Regimes in Western Canada**. Society of Petroleum Engineers, nov. 1996. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00037041&societyCode=SP E>>. Acesso em: 5 maio. 2013

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. DECOMMISSIONING OF *OFFSHORE* OIL AND GAS FACILITIES: DECOMMISSIONING SCENARIOS: A COMPARATIVE ASSESSMENT USING FLOW ANALYSIS March 2005. 2005.

ELK, J. F. VAN. The Valuation and Strategy Setting for Remote Gas Reserves SPE. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...**Melbourne, Australia: Copyright 2002, Society of Petroleum Engineers Inc., 2002. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00077930&societyCode=SP E>>

ELLER, S. L., HARTLEY, P. & MEDLOCK, P. Empirical Evidence on the Operational Efficiency of *National Oil Companies*. Houston, The James A. Baker III Institute For Public Policy, Rice University. 2007.

EL-REEDY, M. A. **Offshore Structures: Design, Construction and Maintenance**. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2012.

ELSHAHAWI, H.; SENGUL, M. The future of partnering and alliancing SPE. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...**2000.

EPA, Profile of the Oil and Gas Extraction Industry. EPA/310-R-99-006. 2000.

ERICKSON, T. J.; MORISON, R. Workforce Crisis: How to Beat the Coming Shortage of Skills And Talent. [s.l.] **Harvard Business Press**, 2006.

ERIKSEN, R.; SAUCIER, B. Selecting Cost-Effective and Safe Deepwater Completion Tieback Alternatives *Offshore Technology Conference*. **Anais...**Houston, Texas: 2000Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-12167-MS&societyCode=OTC>

ERIVWO, O. E.; ADELEYE, O. A. **Narrow Margin Drilling in Deepwater: Solution Concepts**SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. **Anais...**Galveston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2012. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-156254-MS&societyCode=SPE>>

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

ERNST & YOUNG. *Global oil and gas tax guide 2011*. Retrieved from: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/The-Ernst---Young-global-oil-and-gas-tax-guide-2011>.

ERNST & YOUNG. Revenue from contracts with customers — impact on the oilfield services sector. IFRS financial reporting issues in the oil and gas sector. 2011.

ERNST & YOUNG. The top 10 risks for oil and gas. The Ernst & Young Business Risk Report 2010.

**EUROPEAN COMMISION**. Monitoring Industrial Research: The 2009 EU Industrial R&D Investment Scoreboard. Institute for Prospective Technological Studies. 2008.

**EUROPEAN COMMISION**. Monitoring Industrial Research: The 2011 EU Industrial R&D Investment Scoreboard. Institute for Prospective Technological Studies. 2012.

FAHIM M. A., AL-SAHHAF T. A., LABABIDI H. M. S., A. ELKILANI, *Fundamentals of Petroleum Refining*, Elsevier, Amsterdam, 2010.

FARRELL, M. J. The measurement of productive efficiency. **Journal of the Royal Statistical Society** - Series A, Londres, v. 120, n. 3, p. 253-90, 1957.

FATTOUH, B. **Oil market dynamics through the lens of the 2002-2009 price cycle**. [s.l.] Oxford Institute for Energy Studies, 2010.

FATTOUH, B. **The drivers of oil prices: the usefulness and limitations of non-structural model, the demand-supply framework and informal approaches**. [s.l.] Oxford Institute for Energy Studies Working Paper, 2007.

FAVENNEC, J.-P. **Petroleum Refining: Volume 5, Refinery operation and management**. [s.l.] Editions OPHRYS, 2001.

FD Capital. Energy Equipment and Support Services Oilfield Services Sector Report. FD Capital. 2010.

FELIN, T.; FOSS, N. J. Strategic organization: A field in search of micro-foundations. **Strategic Organization**, v. 3, n. 4, p. 441, 2005.

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

FERREIRA, D. F.; SUSLICK, S. B. Identifying potential impacts of bonding instruments on *offshore* oil projects. **Resources Policy**, v. 27, n. 1, p. 43–52, 2001.

FIDIC. **FIDIC Users' Guide: A Practical Guide to the 1999 Red and Yellow Books**. [s.l.] Thomas Telford, 2006.

FIGGIS, J.; STANDEN, A. **Training skilled workers: Lessons from the oil and gas industry**. [s.l.] NCVET, 2005.

FINCH, J. H. Transferring exploration and production activities within the UK's *upstream* oil and gas industry: a capabilities perspective. In: METCALFE, P. J. S.; CANTNER, P. D. U. (Eds.). *Change, Transformation and Development*. [s.l.] Physica-Verlag HD, 2003. p. 97–123.

FLATT, R.; SAM, C.; VICKI, M. Through-Life-Cost (TLC) Management: The Key to Reducing *OPEX* SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. **Anais...**2000

FLOWERS, S. Knowledge, Innovation and Competitiveness: Dynamics of firms, Networks, Regions and Institutions. **DRUID Summer Conference. Copenhagen, Denmark, 2006**.

FORREST, R. **Challenging the Integrated Oil and Gas Model** ATKEARNEY, , 2011.

FORTUNE. The Fortune Global 500. Fortune, 2010.

FOSSEN, H. **Structural Geology**. [s.l.] Cambridge University Press, 2010.

FREEMAN, C. and Soete, L. *The Economics of Industrial Innovation*, third ed. Cambridge, MA, **MIT Press**. 1997.

FRUEHAUF, W. Costs of Finding And Developing Crude Oil And Natural Gas Reserves In Canada. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 20, n. 2, 1981.

FURTADO, A. *et al.* Política de compras da indústria do petróleo e gás natural e a capacitação dos fornecedores no Brasil: o mercado de equipamentos para o desenvolvimento de campos marítimos. In: **Projeto CTPETRO/Tendência Tecnológicas**, Rio de Janeiro: 2003.

GAFFNEY, P. D.; COX, T. F. The Relative Cost of Major Project Delay. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. **Anais...**Dallas, Texas: 1975 Copyright 1975, 1975. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00005582&societyCode=SP E>>

GANGWAR, A. *et al.* **Econometric and Resource Modeling Methodology for Projections of Cost of Development of U.S. Natural Gas Potential**. Society of Petroleum Engineers, mar. 1983. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00011296&societyCode=SP E>>. Acesso em: 25 mar. 2013.

GARNER, C. R.; T.J., C. **Economic Evaluation and Planning of Exploration Programs** Society of Petroleum Engineers, out. 1972. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00003972&societyCode=SP E>>. Acesso em: 22 abr. 2013.

GAVETTI, G. Cognition and hierarchy: Rethinking the microfoundations of capabilities' development. **Organization Science**, v. 16, n. 6, p. 599–617, 2005.

GERWICK, B. C. *Construction of Marine And Offshore Structures*. Technology & Engineering. CRC Press. 2007.

GHANDI, A.; LIN, C.-Y. C. *Service Contracts around the World: A Review*. 2013.

GHOSH, T. K.; PRELAS, M. A. **Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources**. [s.l.] Springer, 2009.

GLOBAL OIL INSIGHT. The Gulf of Mexico well blowout & future world oil supplies. CGES. 2010. Disponível em : <http://www.cgcs.co.uk/resources/articles/2010/07/29/the-gulf-of-mexico-well-blowout-future-world-oil-supplies>. Acesso em março de 2012.

GOLDMAN, E. C.; MCROBERTS, T. S.; BLACK, J. *Offshore Subsea Engineering* [and Discussion]. Philosophical Transactions of the Royal Society of London. **Series A, Mathematical and Physical Sciences**, v. 290, n. 1366, p. 99–111, 21 ago. 1978.

GOLDSMITH, R. *et al.* Lifecycle Cost of Deepwater Production Systems *Offshore Technology Conference*. **Anais...** Houston, Texas, 2001. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-12941-MS&societyCode=OTC>>

GOLUB, S. S. Oil Prices and Exchange Rates. **The Economic Journal**, v. 93, n. 371, p. 576–593, 1 set. 1983.

GOMES, C. **Gestão de Custos na Produção de Petróleo na Petrobrás: Uma análise empírica**. (Dissertação de Mestrado). Fundação Getúlio Vargas. 2008.

GOULD, L. *et al.* The workforce crisis in the *upstream* oil and gas sector. **University of Houston, Global Energy Management Institute (April 2007)**, 2007.

GRANT, R. M. Strategic planning in a turbulent environment: evidence from the oil majors. **Strategic Management Journal**, v. 24, n. 6, p. 491–517, 2003.

GRECCO, M. **DeepStar: 15 Years of Collaboration Between Contractors, Academia, and the Oil Companies on Technology for Deep Water** The *Offshore Technology Conference*, abr. 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-18511-MS&societyCode=OTC>>. Acesso em: 24 mar. 2013

GREFFIOZ, J.; OLVER, A. J.; SCHIRMER, P. **TOPEX: An Expert System for Estimating and Analyzing the Operating Costs of Oil and Gas Production Facilities** SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. **Anais...** Singapore: 1993 Copyright 1993, Society of Petroleum Engineers, Inc., 1993. Disponível em:

<<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025315&societyCode=SP E>>

GUDMESTAD, O. T.; ZOLOTUCHIN, A. B.; JARLSBY, E. T. **Development of Petroleum Resources With Emphasis on Offshore Fields**. [s.l.] WIT Press, 2010.

GUIMARÃES, E. *Acumulação e Crescimento da Firma: Um Estudo De Organização Industrial*. Zahar, 1982.

GUSTAVSSON, F.; ERIKSEN, R. H. Developing An Intervention, Maintenance And Repair Strategy For Ormen Lange *Offshore* Europe. **Anais...Aberdeen**, United Kingdom: Society of Petroleum Engineers, 2005. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-96751-MS&societyCode=SPE>>

GUTMAN, José. *Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos; Maria Augusta Delgado, 2007.

HALL, R. E. The relation between price and marginal cost in US industry. [s.l.] **National Bureau of Economic Research** Cambridge, Mass., USA, 1988.

HALMAN, J. I. M.; BRAKS, B. F. Project alliancing in the *offshore* industry. **International Journal of Project Management**, v. 17, n. 2, p. 71–76, 1999.

HAMILTON, J. D. Understanding Crude Oil Prices. **The Energy Journal**, v. Volume 30, n. Number 2, p. 179–206, 2009.

HENDRICKSON, C.; AU, T. **Project management for construction: Fundamental concepts for owners, engineers, architects, and builders**. [s.l.] Chris Hendrickson, 1989.

HENERY, D.; INGLIS, R. B. **Prospects and Challenges for the FPSO Offshore** Technology Conference. **Anais... Houston, Texas: 1995**. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-7695-MS&societyCode=OTC>>

HENRY S. PETTINGILL, H. S. P.; WEIMER, P. **World-Wide Deepwater Exploration and Production: Past, Present and Future**. The *Offshore* Technology Conference, maio 2002 Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-14024-MS>>. Acesso em: 25 mar. 2013

HANSON, D. A. Increasing extraction costs and resource prices: Some further results. **The Bell Journal of Economics**, p. 335–342, 1980.

HAY. **OIL & GAS GLOBAL SALARY GUIDE 2013. Global salaries and recruiting trends**. Hay, 2013. Disponível em: <[http://www.hays.com.au/prd\\_consump/groups/hays\\_common/@au/@content/documents/digitalasset/hays\\_089071.pdf](http://www.hays.com.au/prd_consump/groups/hays_common/@au/@content/documents/digitalasset/hays_089071.pdf)>

HE, Y.; WANG, S.; LAI, K. K. Global economic activity and crude oil prices: A cointegration analysis. **Energy Economics**, v. 32, n. 4, p. 868–876, 2010.



HEAL, G. The relationship between price and extraction cost for a resource with a backstop technology. **The Bell Journal of Economics**, p. 371–378, 1976.

HELFAT, C. E. *et al.* Dynamic capabilities: Understanding strategic change in organizations. [s.l.] Wiley-Blackwell, 2009.

HELFAT, C. E.; RAUBITSCHKE, R. S. Product sequencing: co-evolution of knowledge, capabilities and products. *Strategic Management Journal*, v. 21, n. 10-11, p. 961–979, 2000.

HELFAT, C. E.; WINTER, S. G. Untangling Dynamic and Operational Capabilities: Strategy for the (N) ever-Changing World. **Strategic Management Journal**, v. 32, n. 11, p. 1243–1250, 2011.

HENDRICKS, K.; PORTER, R. H. The Timing and Incidence of Exploratory Drilling on *Offshore* Wildcat Tracts. **The American Economic Review**, v. 86, n. 3, p. 388–407, 1 jun. 1996.

HENDRICKSON, C.; AU, T. **Project management for construction: Fundamental concepts for owners, engineers, architects, and builders**. [s.l.] Chris Hendrickson, 1989.

HERBERT, R. P. Drilling in the 90's: A Service Company Perspective SPE/IADC Drilling Conference. **Anais...**1991.

HEROLD, J; LOVEGROVE, H. (2009). **Global Upstream Performance Review**. 2008.

HILBERT, L. B. *et al.* Modeling Horizontal Completion Deformations in a Deepwater Unconsolidated Shallow Sand Reservoir SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers, 2009Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-124350-MS&societyCode=SPE>>

HOFF, A. Second stage DEA: comparison of approaches for modeling the DEA score. *European Journal of Operational Research*. Amsterdam, v. 181, n. 1, p. 425-35, ago. 2007.

HOWARD WEIL (2012). F&D Cost Study 2011.

HSIEH, L. Chevron working to partner with contractors. **Drilling contractor**, 2006.

HUGMAN, R. H. *et al.* **Tight Gas Field, Reservoir, and Completion Analysis of the United States: Output tables**. [s.l.] Gas Research Institute, 1993.

HUMPHRIES, M. E. The competitive environment for oil and gas financing. **Financing the energy sector in developing countries**, v. 23, n. 11, p. 991–1000, nov. 1995.

HUSE, J. A. **Understanding and negotiating turnkey and EPC contracts**. [s.l.] Sweet & Maxwell, 2002.

HYNE, NORMAN J. Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production. **PennWell Books**, 2001.

IADC. Compact, lightweight modular rigs offer built-in flexibility, cost savings up to 40%. **Drilling Contractor**, 2006.

IBD. What Determines Investment in the Oil Sector? A New Era for National and *International Oil Companies*. Inter-American Development Bank. August. 2010.

IHS CERA. Comparative assessment of the federal oil and gas fiscal systems. U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management Herndon. VA. OCS Study, BOEM 2011-xxx. 300 p. 2011.

IHS. **Employment Outlook for African Americans and Latinos in the Upstream Oil and Natural Gas Industry**. 2012. Disponível em: [http://c.ymcdn.com/sites/www.nabj.org/resource/resmgr/mienergy/ihs\\_minority\\_labor\\_report-1-.pdf](http://c.ymcdn.com/sites/www.nabj.org/resource/resmgr/mienergy/ihs_minority_labor_report-1-.pdf)

ILEDARE, O.; PINCOMB, R.; VITRANO, D. Deepwater Petroleum Exploration and Development in Africa – An Appraisal of Factors, Efforts, and Outcomes, 1998-2007. Nigeria Annual International Conference and Exhibition. **Anais...Abuja, Nigeria: Society of Petroleum Engineers**, 2009. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-128340-MS&societyCode=SPE>>

INIKORI, S.; KUNJU, M.; ILEDARE, O. The Responsiveness of Global E&P Industry to Changes in Petroleum Prices: Evidence From 1960 – 2000. **Society of Petroleum Engineers**, 2001. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00068587>>. Acesso em: 23 abr. 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (EIA). World Energy Outlook. 2008.

IOOTTY, M. Mudanças no Ambiente Competitivo e Novas Estratégias Tecnológicas: uma análise sobre as principais empresas parapetrolíferas a partir dos anos 80. **RBI-Revista Brasileira de Inovação**, v. 3, n. 2, dez. 2004.

ISHERWOOD, R.; Jacobs, S. The Allure of Deepwater Subsea Oil and Gas Developments. Oliver Wyman. 2009.

JABLONOWSKI, C. J.; WIBOONKIJ-ARPHAKUL, C.; NEUHOLD, M. D. Estimating the Cost of Errors in Estimates Used During Concept Selection. **SPE Projects, Facilities & Construction**, v. 3, n. 1, p. p. 1–6, 2008.

JACOBY, D. Optimal Supply Chain Management in Oil, Gas, and Power Generation. [s.l.] **Pennwell Books**, 2012.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. **Hydrocarbon Exploration & Production**. [s.l.] Elsevier, 2008.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. Hydrocarbon Exploration and Production. **Elsevier**. 1998.

JAHN, F. **HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE SERIES**. [s.l.] Elsevier, 1998.

JAKOBSSON, K. *et al.* The end of cheap oil: *Bottom-up* economic and geologic modeling of aggregate oil production curves. **Energy Policy**, v. 41, p. 860–870, fev. 2012.

JAMES, R. A. **STRATEGIC ALLIANCES BETWEEN NATIONAL AND INTERNATIONAL OIL COMPANIES.** Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, , 25 out. 2011.

JANTUNEN, A.; ELLONEN, H.-K.; JOHANSSON, A. Beyond appearances—Do dynamic capabilities of innovative firms actually differ? **European Management Journal**, v. 30, n. 2, p. 141–155, 2012.

JARDINE, I. J. A. **Production System Design: The Relationships Between Reliability, Redundancy and Maintenance Philosophy.** The Society for Underwater Technology, 1986. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SUT-AUTOE-v10-117&societyCode=SUT>>

JOHNSON, B. & LUNDEVALL, B. The learning economy. **Journal of Industry Studies.** 1994.

JOHNSTON, D. International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis. [s.l.] **PennWell Books**, 2003.

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

Johnston, D. (1994b). “Global petroleum fiscal systems compared by contractor take.” **Oil and Gas Journal.** 92(50):47-50

JOHNSTON, Daniel. “Changing Fiscal Landscape.” **Journal of World Energy Law and Business** nº. 1. 2008.

JOHNSTON, Daniel. “Current Developments in Production Sharing Contracts and International Concerns: Retrospective *Government Take*—Not a Perfect Statistic.” **Petroleum Accounting and Financial Management. Journal** 21. No. 2 (2002), 101–108.

JONES, C. T. OPEC behaviour under falling prices: implications for cartel stability. **The Energy Journal**, p. 117–129, 1990.

JORION, P. The Exchange-Rate Exposure of U.S. Multinationals. **The Journal of Business**, v. 63, n. 3, p. 331–345, 1 jul. 1990.

JOSHI, S. D. **Horizontal Well Technology.** [s.l.] PennWell Books, 1991.

KAISER, M. J.; DODSON, R. D. Trends in plug and abandonment cost in the Gulf of Mexico, 2002? 2007. **International Journal of Oil, Gas and Coal Technology**, v. 1, n. 1, p. 24–45, 2008.

KAISER, M. J.; PULSIPHER, A. G.; BYRD, R. C. Decommissioning cost functions in the Gulf of Mexico. **Journal of waterway, port, coastal, and ocean engineering**, v. 129, n. 6, p. 286–296, 2003.

KAISER, Mark J. and ALLAN, G. Pulsipher. *Fiscal System Analysis: Concessionary and Contractual Systems Used in Offshore Petroleum Arrangements.* U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, La. OCS Study MMS 2004-016.

KATKALO, V. S., C. N. Pitelis and D. J. Teece, On the nature and scope of dynamic capabilities, *Industrial and Corporate Change*, 19 (4), 1175–1186. 2010.

KAUFMANN, R. K. The role of market fundamentals and speculation in recent price changes for crude oil. *Energy Policy*, v. 39, n. 1, p. 105–115, 2011.

KELLOGG, R. LEARNING BY DRILLING: INTERFIRM LEARNING AND RELATIONSHIP PERSISTENCE IN THE TEXAS OILPATCH. *The Quarterly Journal of Economics*, v. 126, n. 4, p. 1961–2004, 1 nov. 2011.

KELLOGG, R. **Learning by Drilling**: Inter-Firm Learning and Relationship Persistence in the Texas Oilpatch. Center for the Study of Energy Markets. University of California Berkeley. 2007.

KEMP, A. G. Economic and fiscal aspects of oil and gas field abandonment: The UK continental shelf. *Energy policy*, v. 20, n. 1, p. 4–19, 1992.

KENNEDY, BARBARA A.; KENNEDY, BRUCE A. **Surface Mining, 2e**. [s.l.] SME, 1990.

KEOLANUI, G.; LUNDE, P.; JEANNIN, O. **Modular or Turnkey FPSO; a World of Interfaces** *Offshore Technology Conference. Anais...* 1998

KESHAV, N.; CULLICK, A. S.; MATTHEW, B. Better Field Development Decisions from Multi-Scenario, Interdependent Reservoir, Well, and Facility Simulations. *Society of Petroleum Engineers*, fev. 2003. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00079703&societyCode=SP E>>. Acesso em: 22 abr. 2013.

KIEFT, T. Development of a Marginal Field Through Leased Facilities. *Society of Petroleum Engineers*, set. 1995. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00030380>>. Acesso em: 22 abr. 2013.

KIM, J.-G. **Improved EPC Integration Management for FPSOs** *Offshore Technology Conference. Anais...* Houston, Texas, USA: 2008. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19695-MS&societyCode=OTC>

KIM, L.; LIM, Y. Environment, generic strategies, and performance in a rapidly developing country: a taxonomic approach. *Academy of management journal*, v. 31, n. 4, p. 802–827, 1988.

KIRK, C. W. V.; BAUGHMAN, G. Case Histories of International Partnerships for Training, Education, and Research Through Teams of NOCs, IOCs, and Universities International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. *Anais...* Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-130727-MS&societyCode=SPE>>

KOR, Y. Y.; MESKO, A. Dynamic managerial capabilities: Configuration and orchestration of top executives' capabilities and the firm's dominant logic. *Strategic Management Journal*, v. 34, n. 2, p. 233–244, 2013.

KORABLEVA, M. S. **The Analysis of Approaches For the Cost Estimation And Pricing Methods For the Ocean Engineering Facilities Design Works.** The International Society of *Offshore and Polar Engineers*, 2012. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=ISOPE-I-12-119&societyCode=ISOPE>>

KORLOO, J. Indonesia Deepwater Field development Technical, Contracting, and Execution Challenges. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...** Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers, 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-109137-MS&societyCode=SPE>>

KRUGMAN, P. R. **Oil and the Dollar.** [s.l.] National Bureau of Economic Research, jun. 1983. Disponível em: <<http://www.nber.org/papers/w0554>>. Acesso em: 24 abr. 2013.

Krupnick, A.; Campbell, S.; Cohen, M. A. e Parry, I. W.H.. **Understanding the Costs and Benefits of Deepwater Oil Drilling Regulation.** Resources for the Future. 2011.

LAFONTAINE, F.; SLADE, M. Vertical Integration and Firm Boundaries: The Evidence. **Journal of Economic Literature**, v. 45, n. 3, p. 629–685, 1 set. 2007.

LALL, S. Technological Learnings in the Third World: some implications of technology export. In: STWART, Frances; JAMES, Fefrey (Org.). **The Economics of new technology in developing countries.** 1 ed. London: Frances Printer, 1982, p. 157-179.

LANGDON, S. *et al.* Deepwater Drilling Challenges Demonstrate Learning Curve with New Connection Technology. **IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition.** 2010.

LANGLOIS, R. Capabilities and Coherence in Firms and Markets. **Paper for the Conference on Evolutionary and Resource-based Approaches to Strategy**, Copenhagen. 1993.

LATHAM, M. A. Five Thousand Feet and Below: The Failure to Adequately Regulate Deepwater Oil Production Technology. **BC Envtl. Aff. L. Rev.**, v. 38, p. 343, 2011.

LAUGHTON, D. The management of flexibility in the *upstream* petroleum industry. **The Energy Journal**, p. 83–114, 1998.

LAW BUSINESS RESEARCH. Oil Regulation: in 29 jurisdictions worldwide. London: 2010.

LEFFLER, W. L.; PATTAROZZI, R.; STERLING, G. Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide. PennWell Books, Oct 2, 2011 - 275 pages

LIBECAP, G.; SMITH, J. The economic evolution of petroleum property rights in the United

LIMA, C. J. TEIXEIRA DE., **Processo de Tomada de Decisão em Projetos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil:** Uma abordagem utilizando conjuntos nebulosos, (Dissertação de Mestrado), PPE/COPPE/UFRJ. Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

LING, K. *et al.* **Optimization of Horizontal Well Design to Maximize Recoverable Hydrocarbon** Society of Petroleum Engineers, maio. 2012. Disponível em:

<<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-151531-MS&societyCode=SPE>>. Acesso em: 5 maio. 2013

LIZARDO, R. A.; MOLLICK, A. V. Oil price fluctuations and U.S. dollar exchange rates. **Energy Economics**, v. 32, n. 2, p. 399–408, mar. 2010.

LONG, R.; WANG, F. Study on the Dynamic Efficiency of Listed Household Appliances Companies Based on the Malmquist-DEA Model. *International Journal of Business and Manag.* 2008.

LOOTS, P.; CHARRETT, D. **Practical Guide to Engineering and Construction Contracts**. [s.l.] CCH Australia Limited, 2009.

LOTFIAN, F. *et al.* Pricing Policy in EPC Oil & Gas Projects. **International Journal of Trade, Economics and Finance**, v. 1, n. 2, 2010.

LUIS F. BENSIMON, CONSULTANT TO S.-I. **Technology Gaps and Preferred Architectures for Deepwater FPSOs** *Offshore* Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas: 2001. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-13088-MS&societyCode=OTC>>

LUMLEY, D.E.; BEHRENS R. A. Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to know. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. Dez. 1998.

LUND, M. W. Valuing flexibility in *offshore* petroleum projects. **Annals of Operations Research**, v. 99, n. 1-4, p. 325–349, 2000.

LUNDVALL, B.-\AAKE. The economics of knowledge and learning. **Research on Technological Innovation, Management and Policy**, v. 8, p. 21–42, 2004.

LYADINA-SAVILLE, E. Pricing of Long-Term Oil Service Contracts and Financial Risk Management SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2006. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-102874-MS&societyCode=SPE>>

LYONS, B.; MEHTA, J. Contracts, opportunism and trust: self-interest and social orientation. *cambridge journal of Economics*, v. 21, 1997.

MACGREGOR, L. M.; SCOTT, L. Controlled-Source Electromagnetic Imaging in Areas of Complex Geology. In: *Offshore* Technology Conference, 2006, Houston, p. 1-3.

MACHER, J. T.; MOWERY, D. C. Measuring dynamic capabilities: practices and performance in semiconductor manufacturing. *British Journal of Management*, v. 20, n. s1, p. S41–S62, 2009.

MACMILLAN, F. Risk, Uncertainty and Investment Decision-Making in the *Upstream* Oil and Gas Industry. A thesis presented for the degree of Ph.D. at the University of Aberdeen. Inglaterra: Aberdeen. 2000.

MAGROGAN, S. A. **Measuring the Effects of a Step Change in the EPC Process**. [s.l.] Virginia Polytechnic Institute and State University, 1998.

MALERBA e ORSENIGO. Technological Regimes and Firm Behaviour. DOSI, G. e MALERBA, F. (eds.) *Organization and Strategy in the Evolution of the Enterprise*. London: Macmillan Press. 1996.

MALERBA, F. Learning by firms and incremental technical change. **The economic journal**, p. 845–859, 1992.

MANAGI, S.; OPALUCH, J.; JIN, D.; GRIGALUNAS, T. Stochastic frontier analysis of total factor productivity in the *offshore* oil and gas industry. *Ecological Economics*. 2006

MANAGI, S. *et al.* Technological change and petroleum exploration in the Gulf of Mexico. **Energy Policy**, v. 33, n. 5, p. 619–632, mar. 2005.

\_\_\_\_\_. Stochastic frontier analysis of total factor productivity in the *offshore* oil and gas industry. **Ecological Economics**, v. 60, n. 1, p. 204–215, 1 nov. 2006.

MANGIAVACCHI, A, *et al.* API *Offshore* Structure Standards: RP 2A and much more. In: **OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE**, 2005, Houston. Disponível em: <<http://tenwon.hosting.paran.com/key%20reference/API%20Offshore%20Structure%20standards%20RP%20A%20and%20much%20more%20%28Mangiavacchi%202005%29.pdf>>. Acesso em 16 setembro 2011.

MANSFIELD, N.; UGWU, O.; DORAN, T. Causes of delay and cost overruns in Nigerian construction projects. **International Journal of Project Management**, v. 12, n. 4, p. 254–260, nov. 1994.

Marc. Oil and Gas Companies Services Providers: Marc Analytical Insights. Malaysian Rating corporation Berhad. 2010.

MARCEL, V.; MITCHELL, J. V. **Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East**. [s.l.] Brookings Institution Press, 2006.

MARSHALL, D. W. Incentive Drilling Operations in Remote Locations SPE/IADC Drilling Conference. **Anais...**1989.

MARTIN, A S. The Impacts and Risks of Deepwater and Arctic Hydrocarbon Development. *Sustainability*. 2012.

MARTIN, T.; PARK, J. Global petroleum industry model contracts revisited: Higher, faster, stronger. **The Journal of World Energy Law & Business**, v. 3, n. 1, p. 4–43, 2010.

MASTRANGELO, C. F.; HENRIQUES, C. C. D. **Petrobras Experience On the Operation of FPSOs**The International Society of *Offshore* and Polar Engineers, 2000. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=ISOPE-I-00-046&societyCode=ISOPE>>

MAZEEL, M. **Petroleum Fiscal Systems and Contracts**. [s.l.] Diplomica Verlag, 2010.

MCCRAY, A. Evaluation of Exploratory Drilling Ventures By Statistical Decision Methods. **Journal of Petroleum Technology**, v. 21, n. 9, set. 1969.

M, E.; SANTOS, DOS. Competitive Strategies and Strategic Positioning of Oil Companies in the International Oil Business: Theory and Practice in Perspective SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** Houston, Texas: Copyright 1999, Society of Petroleum Engineers, Inc., 1999. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00056457&societyCode=SP E>>

MEENAN, P. A. Technical Aspects of Decommissioning *Offshore* Structures. In: **Decommissioning Offshore Structures**. [s.l.] Springer, 1998. p. 23–56.

MERCER, W. L. Materials Requirements for Pipeline Construction. **Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences**, v. 282, n. 1307, p. 41–51, 8 jul. 1976.

MERROW, E. W. **Industrial Megaprojects: Concepts, Strategies, and Practices for Success**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2011.

METCALFE, J., **Technology Strategy in an Evolutionary World**. The Honeywell Sweatt Lecture in Technology Management, University of Minnesota. 1996.

MICHAEL J.K. Craig, and Steven T. Hyde, “Deepwater Gulf of Mexico More Profitable than Previously Thought,” **Oil and Gas Journal**, March 10, 1997., p. 45-48.

MMS. Geological & Geophysical Data Acquisition. Outer Continental Shelf Through 2006-2007-2008. OCS Report MMS 2010-013. 2010.

MMS. History of the *Offshore* Oil and Gas Industry in Southern Louisiana. Volume IV: Terrebonne Parish. OCS Study. U.S. Department of Interior. 2008.

MOHN, K.; MISUND, B. Investment and uncertainty in the international oil and gas industry. **Energy Economics**, v. 31, n. 2, p. 240–248, mar. 2009.

MOKHATAB, S.; POE, W. A. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2012.

MORAIS, José M. de. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. IPEA, 2013.

MORTADA, M. **The Evaluation of Exploration and Production Ventures in an Inflationary Environment**. Society of Petroleum Engineers, out. 1977. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00006706&societyCode=SP E>>. Acesso em: 22 abr. 2013.

MOSSAVAR-RAMANI, B.; DENTON, J. C. On the theory of crude oil prices—III. Implications of incorporating opportunity costs. **Energy Conversion**, v. 17, n. 4, p. 159–162, 1977.

MUKHERJEE, H.; ECONOMIDES, M. A parametric comparison of horizontal and vertical well *performance*. **SPE Formation Evaluation**, v. 6, n. 2, p. 209–216, 1991.

MURPHY, A. J.; HAROUTUNIAN, M. Using Bio-inspiration to improve capabilities of underwater vehicles.



MURRAY, G.; THOMPSON, R.; FERRARIO, S. Cost Effective Development of a Remote Field: Installation of the Laminaria and Corallina Subsea Facilities *Offshore Technology Conference*. Anais...Houston, Texas: 1999. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-10836-MS&societyCode=OTC>>

NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND *OFFSHORE* DRILLING. **Deep Water: The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling: Report to the President, January 2011: The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling**. [s.l.] Government Printing Office, 2011.

NAM, K. *et al.* Methodology of life cycle cost with risk expenditure for *offshore* process at conceptual design stage. **Energy**, v. 36, n. 3, p. 1554–1563, mar. 2011.

NAMTVEDT, E. H. Opportunities and Challenges in the *Offshore* Oil & Gas Production Sector - What is Driving Today's Deepwater Market? Floatec. 2008.

NARAYAN, P. K.; NARAYAN, S. Modelling oil price volatility. **Energy Policy**, v. 35, n. 12, p. 6549–6553, 2007.

NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND *OFFSHORE* DRILLING. Deep Water – The Gulf Oil Disaster and the Future of *Offshore* Drilling. 2011 Disponível em: <[http://www.oilspillcommission.gov/sites/default/files/documents/DEEPWATER\\_ReporttothePresident\\_FINAL.pdf](http://www.oilspillcommission.gov/sites/default/files/documents/DEEPWATER_ReporttothePresident_FINAL.pdf)> Acesso em 25 outubro 2011.

NATIONAL PETROLEUM COUNCIL. Deepwater. NPC Global Oil & Gas Study. 2007

NELSON, R. and WINTER, S. An Evolutionary Theory of Economic Change, Cambridge, Mass., The Belknap Pres. 1982.

NETO, A. Uso da Sísmica de Reflexão de Alta Resolução e da Sonografia na Exploração Mineral Submarina. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 18(3), p. 241-254, 2000. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbg/v18n3/a04v18n3.pdf>>.

NICHOLS, G. **Sedimentology and Stratigraphy**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2009.

NIETO, M.; QUEVEDO, P. Absorptive capacity, technological opportunity, knowledge spillovers, and innovative effort. **Technovation**, v. 25, n. 10, p. 1141–1157, 2005.

NIEVES, J.; HALLER, S. Building dynamic capabilities through knowledge resources. *Tourism Management*, v. 40, p. 224–232, fev. 2014.

NKUAH, M. Y. Progress and *performance* control of a cost reimbursable construction contract. **Cost engineering**, v. 48, n. 5, p. 13–18, 2006.

NORDAS, H. K.; KVALØY, O. Oil-related producer services and productivity - the case of Norway. Chr. Michelsen Institute Development Studies and Human Rights. 2000.

OBETA, C. C. *et al.* **Reducing Field Development Risk in Marginal Assets Through Probabilistic Quantification of Uncertainties in Estimated Production Forecast - Tsekelewu Case Study** Nigeria Annual International Conference and Exhibition.

**Anais...**Lagos, Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2012Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-163005-MS&societyCode=SPE>>

ODS-PETRODATA. The outlook for *offshore* drilling. 2010

OFSTAD, K.; KITTILSEN, E.-J.; ALEXANDER-MARRACK, P. **Improving the Exploration Process by Learning from the Past**. [s.l.] Elsevier, 2000.

OFURHIE, M. M.; KISITO, D. **NIGERIA DEEP OFFSHORE: APPRAISAL OF ACTIVITIES FROM 1991 TO 2001 AND FUTURE CHALLENGES**World Petroleum Congress, 2002Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=WPC-32102&societyCode=WPC>>

OIL & GAS JOURNAL. Deepwater Crude Oil Output: How Large Will The Uptick Be? Vol. 108.41, November 1, 2010

OIL & GAS UK. **2012 UKCS Workforce Demographics Report**, 2012.

OLDFIELD, G. Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines (SURF): Performance Management of Large Contracts in an Overheated Market; Risk Management and Learnings. *Offshore Technology Conference*. **Anais...**Houston, Texas, USA: 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19676-MS&societyCode=OTC>>

WYMAN, Oliver. Deepwater Drilling Rig Shortages: Is There a Way Out? Houston: 2008.

WYMAN, Oliver. Oilfield Services and Equipment Sector Market Opportunity Update. Oliver Wyman. 2010.

OLSEN, B. E. *et al.* Governance of complex procurements in the oil and gas industry. **Journal of Purchasing and Supply Management**, v. 11, n. 1, p. 1–13, jan. 2005.

OMOLE, O. A. *et al.* Real-time Production Optimization in the Okume Complex Field, *Offshore Equatorial Guinea SPE Digital Energy Conference and Exhibition*. **Anais...**The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2011. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-144195-MS&societyCode=SPE>>

ONUR, A. Sequential investment planning for complex oil development projects. Massachusetts Institute of Technology. Boston. 2008

**Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP)**. Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Cadeia Produtiva de Óleo e Gás *Offshore* no Brasil. ONIP. Agosto, 2010.

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

**Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP).** Annual Statistical Bulletin 2010/2011. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em janeiro de 2012). OPEPb

**Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP).** Informações gerais. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em Janeiro de 2012). OPEPc

**Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP).** OPEC Share of World Crude Reserves in 2010. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em janeiro de 2012). OPEPa

ORR, B.; MCVERRY, B. Talent management challenge in the oil and gas industry. *Natural Gas & Electricity*, n. **Wiley Periodicals**, 2007.

OSMUNDTSEN, P. *et al.* (2010). *Offshore* oil service contracts new incentive schemes to promote drilling efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering - Elsevier*, n. 72, p. 220-228.

OSMUNDTSEN, P.; TVETERÅS, R. Decommissioning of petroleum installations—major policy issues. *Energy policy*, v. 31, n. 15, p. 1579–1588, 2003.

OSMUNDTSEN, Petter & Roll, Kristin Helen & Tveterås, Ragnar, 2010b. "Faster Drilling with Experience?," UiS Working Papers in Economics and Finance 2010/7, University of Stavanger.

OVERSEAS DEVELOPMENT INSTITUTE. Oil Field Services Expenditure and Economic Growth: Prospects for Developing Countries. ODI Business and Development *Performance Briefing Notes* 10, January. 2008. Disponível em: <http://www.odi.org.uk/resources/details.asp?id=1414&title=oil-field-services-expenditure-economic-growth-prospects-developing-countries>. Acesso em novembro de 2011.

PAIK, J. K.; THAYAMBALLI, A. K. **Ship-Shaped Offshore Installations: Design, Building, and Operation.** [s.l.] Cambridge University Press, 2007.

PARENTE, V. *et al.* *Offshore* decommissioning issues: Deductibility and transferability. *Energy Policy*, v. 34, n. 15, p. 1992–2001, 2006.

PARRY, P. *et al.* Labour and skills crisis could stall oil and gas boom. **Booz Allen Hamilton**, 2006.

PATTINAMA, S.; SAMUEL, L. Petroleum Exploration in Deep Water and Frontier Areas of Indonesia. 1992.

PAUL MATTHYSSENS; PIETER PAUWELS; KOEN VANDENBEMPT. Strategic flexibility, rigidity and barriers to the development of absorptive capacity in business markets: THEMES AND RESEARCH PERSPECTIVES. *Rigidity versus Flexibility in Business Marketing IMP* 2005, v. 34, n. 6, p. 547–554, ago. 2005.

PEEK, P. *et al.* **Skills shortages in the global oil and gas industry: How to close the gap** CRES, , 2008. Disponível em: <http://www.cres.ch/Documents/SKILLS%20SHORTAGE%20PART%20I%20pdf.pdf>

PENN ENERGY. Future *Offshore/Onshore* Crude Oil Production Capacities. PennEnergy. Disponível em: <<http://www.pennenergy.com/index/articles/display/4653547367/articles/pennenergy/microblogs/rafael-sandrea/future-offshore-onshore-crude-oil-production-capacities.html>> Acesso em: 25 agosto 2011.

PENROSE, E. *The Theory of the Growth of the Firm*. Oxford: **Oxford University Press**. 1959.

PERRY, J. G.; THOMPSON, P. A.; WRIGHT, M. **TARGET AND COST-REIMBURSABLE CONSTRUCTION CONTRACTS. PART B: MANAGEMENT AND FINANCIAL IMPLICATIONS**. [s.l: s.n.].

PETER LOVIE. The First FPSO in the US Gulf of Mexico: The 14-year journey.pdf. **Journal Petroleum Technology - JPT**, n. April, p. 39, 2010.

PETERAF, M.; DI STEFANO, G.; VERONA, G. The elephant in the room of dynamic capabilities: Bringing two diverging conversations together. **Strategic Management Journal**, p. n/a–n/a, 2013.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). Relatório de Atividades 2010, 2011, Disponível em: <[http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id\\_materia=cOZKR2JFNJAZ4IGRCZtBYw==>](http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=cOZKR2JFNJAZ4IGRCZtBYw==>)> Acesso em 10 setembro 2011.

PFC Energy. Petrobrás, Statoil, BP still sinking billions into deep water. E&P PFC Energy: 2010. Disponível em: [http://www.epmag.com/Production-Drilling/Petrobras-Statoil-BP-sinking-billions-deep-water\\_50332](http://www.epmag.com/Production-Drilling/Petrobras-Statoil-BP-sinking-billions-deep-water_50332). Acesso 03/03/2012.

PHALEN, T.; SCOTTI, J. S. Update on LNG Facility Construction. **The Offshore Technology Conference**, maio. 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19306-MS&societyCode=OTC>>. Acesso em: 24 abr. 2013.

PIPI, O. *et al.* Ultra Deepwater Subsalt Reservoir Characterisation: An Integrated Multi-Scenario Approach for Development Planning SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. **Anais...**Vienna, Austria: Society of Petroleum Engineers, 201. 1Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-142280-MS&societyCode=SPE>>

PITTARD, A. Field abandonment costs vary widely worldwide. **Oil and Gas Journal**, v. 95, n. 11, 1997.

PMI. **A guide to the project management body of knowledge** Project Management Institute. 2000. Disponível em: <http://www.cs.bilkent.edu.tr/~cagatay/cs413/PMBOK.pdf>

PMI. **Construction: Extension to a Guide to the Project Management Body of Knowledge** PMI, , 2003. Disponível em: <<http://eng.mft.info/UploadedFiles/gFiles/5de7f20b8d674dc.pdf>>

PORTER, M. E. *Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance*. New York: Simon and Schuster, 1998a

PORTER, M. E. *Estratégias: A Busca da Vantagem Competitiva*. Harvard Business Review Book. Rio de Janeiro: Campus, 1998 b.

POSSAS, M. *Dinâmica da economia capitalista*. São Paulo: Brasiliense, 1987.

POSSAS, M. *Economia evolucionária neo-Schumpeteriana: elementos para uma integração micro-macrodinâmica*. Revista de Estudos Avançados, IEA/USP, 2008.

POUYANNE, P. **NOCs And IOCs - Competing Or Co-operating?** World Petroleum Congress, 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=WPC-19-4887&societyCode=WPC>>

PRAHALAD, C. K. & HAMEL, G. “The Core Competence of the Corporation” Harvard Business Review (maio-junho), p. 79-81. 1990.

PRATT, J. A.; PRIEST, T.; CASTANEDA, C. J. *Offshore* Pioneers: Brown & Root and the history of *offshore* oil and Gas. Gulf Publishing Company: Houston. 1997. PRIEM, R. L.; BUTLER, J. E. Is the resource-based “view” a useful perspective for strategic management research? **Academy of management review**, v. 26, n. 1, p. 22–40, 2001.

PRIEST, T. *The Offshore Imperative: Shell Oil's Search for Petroleum in Postwar America*. Texas A&M University Press. 2007.

PROTOGEROU, A.; CALOGHIROU, Y.; LIOUKAS, S. Dynamic capabilities and their indirect impact on firm performance. *Industrial and Corporate Change*, v. 21, n. 3, p. 615–647, 6 jan. 2012. QASSIM, A. H.; MATHUR, A. K. Optimized CAPEX and OPEX for Acid Gas Removal Units: Design AGR without Sulphur Recovery Processes SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. **Anais...** Doha, Qatar: Society of Petroleum Engineers, 2012. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-156096-MS&societyCode=SPE>>

RAI, V. *Explaining the Performance & Strategy of National Oil Companies (NOCs)*. Program of Energy and Sustainable Development. Stanford. 2009

RAMCHARRAN, H. Oil production responses to price changes: an empirical application of the competitive model to OPEC and non-OPEC countries. **Energy economics**, v. 24, n. 2, p. 97–106, 2002.

RASHEED, W. Rig shortage prompts change in Petrobras strategy. **Drilling contractor**, 2006.

REHRL, T.; FRIEDRICH, R. Modelling long-term oil price and extraction with a Hubbert approach: The LOPEX model. **Energy Policy**, v. 34, n. 15, p. 2413–2428, 2006.

RESLER, C. A. Quantifying the Workforce Crisis in *Upstream* Oil and Gas. **Talent & Technolog**, n. Society of Petroleum Engineers, 2007.

RIBEIRO, M. R. S. *Direito do petróleo*. 2.ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

RICHARDSON, G. The organization of industry re-visited. Paper presented at the DRUID Summer Conference 2003 on Creating, Sharing and Transferring Knowledge: The Role of Geography, Institutions and Organizations. Copenhagen: 2003.

RIGZONE. Analysis: Deepwater Discoveries, Production Still Critical to Reserve Base. 2010.

RIGZONE. Reduced Innovation Investment Concerns Industry Professionals –Survey. 08/09/2011. Disponível em: [http://rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=110810](http://rigzone.com/news/article.asp?a_id=110810). Acesso em outubro de 2011.

ROBERTS, M. Abandonment (field decommissioning): the legal requirements *Offshore Technology Conference*. **Anais...**1994.

ROBINSON, E. A.; TREITEL, S. **Digital Imaging and Deconvolution: The Abcs of Seismic Exploration and Processing**. [s.l.] SEG Books, 2008.

ROCHA, R. & NETTO, M. A data envelopment analysis model for rank ordering suppliers in the oil industry. *Pesquisa Operacional*, 22 (2), 2002.

ROWE, S. J. *et al.* **Simulating Operating & Production Efficiencies for Deep Water Field Developments***Offshore Technology Conference*. **Anais...**Houston, Texas: 2000. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-12209MS&societyCode=OTC>

RUTLEDGE, I. and P. WRIGHT.. “Profitability and taxation: Analyzing the distribution of rewards between company and country.” **Energy Policy**. 1998. 26(10):795-812.

SABLOK, A. K.; BARRAS, S. A. **SS: Spar Technology - The Internationalization of the Spar Platform** *Offshore Technology Conference*. **Anais...** Houston, Texas: 2009. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-20234-MS&societyCode=OTC>

SAHU, S.; PAREKH, K. Determinants of Economies of Scale and Their Influence on the Oil and Gas Services: A Discussion. **RIBER**, v. 1, n. 1, p. 246–259, 2012.

SALINGER, M. A. The Meaning of “Upstream” and “Downstream” and the Implications for Modeling Vertical Mergers. **The Journal of Industrial Economics**, v. 37, n. 4, p. 373–387, 1 jun. 1989.

SALOMAO, M.; FIGUEIREDO, F. **Optimal Development Strategies to Different Scenarios of Reservoir Properties: Application to a Real Field**. Society of Petroleum Engineers, abr. 2007. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-107310-MS&societyCode=SPE>>. Acesso em: 22 abr. 2013

SAMA RUBIO, S. *et al.* Transformation and Change in Oil & Gas Production. **SPE Intelligent Energy International**, 2012.

SANDREA, I.; ENFIELD, M. New strategies on horizon for exploration companies. **Oil and Gas Journal**, 9 mar. 2012.

SATTER, A.; IQBAL, G. M.; BUCHWALTER, J. L. **Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted With Simulated Software**. [s.l.] PennWell Books, 2008.

SCHRAMM, C.; MEIßNER, A.; WEIDINGER, G. **Contracting strategies in the oil and gas industry** 3R international, , 2010. Disponível em: <[http://www.ilf.com/fileadmin/user\\_upload/publikationen/3R\\_Schramm\\_Nov.09.pdf](http://www.ilf.com/fileadmin/user_upload/publikationen/3R_Schramm_Nov.09.pdf)>. Acesso em: 24 mar. 2013.

SCHROEDER, A. **Outsourcing: Navigating A Sea Of Change**The *Offshore* Technology Conference, maio. 2005.. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-17739-MS&societyCode=OTC>>. Acesso em: 24 abr. 2013.

SCHUMPETER, J. *Capitalism, Socialism, Dernocracy, New York, Harper and Row*. . 1975.

SEELEY, M. C. The Real-life Aspects of Managing a Lump Sum Contract. In: **Submersible Technology**. [s.l.] Springer, 1986. p. 71–75.

SERBUTOVIEZ, C. Silva, C. The Oil and Gas Services Industry:International Context. Institut Français de Pétrole. 2008.

SEIDLE, J. **Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering**. [s.l.] PennWell Books, 2011.

SERCEAU, A.; PELLEAU, R. The Girassol Development: Project Challenges *Offshore* Technology Conference. **Anais...** 2002.

SHAKER, S.Subsalt exploration risk in deep water. *World Oil*. September, 2008

SHANLING, *et al*. A super-efficiency model for ranking efficient units in data envelopment analysis. *Applied Mathematics and Computation*, 2007.

SHI, H. **ECONOMIC EVALUATION OF COOPERATION PROJECTS IN THE OFFSHORE PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT**. Society of Petroleum Engineers, mar. 1986. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00014139>>. Acesso em: 4 abr. 2013.

SHIN, H.-S. *et al*. Collaboration for EPC of *Offshore* Structures. *Offshore* Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas, USA: 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19696-MS&societyCode=OTC>>

SHIRKAVAND, F.; HARELAND, G.; OLSON, W. The Design and Development of a Drilling Simulator for Planning and Optimizing Under-Balanced Drilling Operations. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 49, n. 6, p. p. 68–73, 2010.

SIDDIQI, A. *et al*. A Posteriori Design Change Analysis for Complex Engineering Projects. **Journal of Mechanical Design**, v. 133, p. 101005, 2011.

SILVA, B. N.; GOMES, L. L.; MEDEIROS, R. L. Análise de risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: um estudo de caso. **Brazilian Business Review**. vol.3, n.2. p.229-244. Vitória, 2006.

SILVA, T. P. F. REPETRO – **Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação de Bens Destinados à Pesquisa e Lavra de Petróleo e Gás**: Análise dos Entraves e Propostas de Soluções. Dissertação de Mestrado apresentada na Fundação Getúlio Vargas, 2007. Disponível em: <http://virtualbib.fgv.br/dspace/handle/10438/3912> Acesso em: 20 mar. 2012.

SIMPSON, R. D. Productivity in Natural Resource Industries: Improvement Through Innovation. *Resources for the Future*, Jun 2, 1999 - 220 p..

SINGH, D.; OBEROI, J. S.; AHUJA, I. S. An empirical investigation of dynamic capabilities in managing strategic flexibility in manufacturing organizations. **Management Decision**, v. 51, n. 7, p. 7–7, 26 jul. 2013.

SLEEZER, C. M.; DENNY, D. Strategies for Developing a High-Skilled Workforce. **Performance Improvement Quarterly**, v. 17, n. 1, p. 41–55, 2004.

SMITH, D. . “Methodologies for comparing fiscal systems.” **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**. 1993, 13(2):76-83.

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

SPE. Evolving Deepwater Frontiers. **The Way Ahead - Society of Petroleum Engineers**, v. 9, n. 1, p. 36, 2013.

SPOEKER, H.; RINGHOFER, W. Consequent Incentivizing of Services Contracts. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, September 2002, Jakarta, Indonesia.

STADLER, C. Process Innovation and Integration in Process-Oriented Settings: The Case of the Oil Industry. **Journal of Product Innovation Management**, v. 28, n. s1, p. 44–62, 2011.

STADLER, C.; HELFAT, C. E.; VERONA, G. The Impact of Dynamic Capabilities on Resource Access and Development. **Organization Science**, 28 fev. 2013.

STATES. **Journal of Legal Studies**, Chicago, p. S589-S608, 31 June 2002.

STATOILDYDRO: the Peregrino experience. Presentation to CE-EPC, October. 2009

STATOILHYDRO. Technological Changes in Deep Water Exploration. 2010

STAUFFER, T. R. Estimating the Full Costs of Oil and Gas Production SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. **Anais...**Dallas, Texas: 1995 Copyright 1995, Society of Petroleum Engineers, Inc., 1995. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00030064&societyCode=SP E>>

STEPHEN P.A. Brown. *Some Implications of Tightening Regulation of U.S. Deepwater Drilling*. 2010.



STORCK, J. **Strategic and operational capabilities in steel production : Product variety and performance.** [s.l.] KTH, 2009.

STURT, A. C. **The Scale and Scope of Economics.** [s.l.] Churinga Publishing, 1995.

SUEYOSHI, T.; GOTO, M. Returns to scale and damages to scale under natural and managerial disposability: Strategy, efficiency and competitiveness of petroleum firms. **Energy Economics**, v. 34, n. 3, p. 645–662, maio. 2012.

SUND, K.; BRATVOLD, R. Integrated Operations: How Effective is the Current Relationship Between Operating Companies and Suppliers? Society of Petroleum Engineers, fev. 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=SPE-112180-MS>>. Acesso em: 4 ago. 2013.

T HOMPSON, R. G.; DHARMAPALA, P. S.; ROTHENBERG, L. J.; THRALL, R. M. DEA/AR efficiency and profitability of 14 major oil companies in U.S. exploration and production. **Computers & Operations Research**, Amsterdam, v. 23, n. 4, p. 357-73, abr. 1996.

TANG, M. *et al.* Analysis of New Developments and Key Technologies of Autonomous Underwater Vehicle in Marine Survey. **Procedia Environmental Sciences**. Volume 10, Part C, 2011, Pages 1992–1997.

TAVERNE, B. An introduction to the regulation of the petroleum industry: law, contracts and conventions. **International Energy and Resources and Policy Series**, Kluwer, 1994.

TEECE, D. J. **Essays in Technology Management and Poli: Selected Papers of David J Teece.** [s.l.] World Scientific, 2003.

TEECE, D. J. The Dynamics of Industrial Capitalism: Perspectives on Alfred Chandler's Scale and Scope. **Journal of Economic Literature**, v. 31, n. 1, p. 199–225, mar. 1993.

TEECE, D. J.; PISANO, G.; SHUEN, A. Dynamic capabilities and strategic management. **Strategic management journal**, v. 18, n. 7, p. 509–533, 1997.

TEECE, D.; PISANO, G. The dynamic capabilities of firms: an introduction. **Industrial and corporate change**, v. 3, n. 3, p. 537–556, 1994.

TEECE, D. Competition, cooperation, and innovation: Organizational arrangements for regimes of rapid technological progress. **Journal of Economic Behavior and Organization**. 1992.

TEECE, D. J. Chapter 16 - Technological Innovation and the Theory of the Firm: The Role of Enterprise-Level Knowledge, Complementarities, and (Dynamic) Capabilities. In: BRONWYN H. HALL AND NATHAN ROSENBERG (Ed.). **Handbook of the Economics of Innovation**. [s.l.] North-Holland, 2010. v. Volume 1p. 679–730.

TEECE, D. J. Dynamic Capabilities: Routines versus Entrepreneurial Action. **Journal of Management Studies**, v. 49, n. 8, p. 1395–1401, 2012.

TEECE, D. J. Explicating dynamic capabilities: the nature and microfoundations of (sustainable) enterprise performance. **Strategic Management Journal**, v. 28, n. 13, p. 1319–1350, 2007.

TEECE, D. J. Explicating dynamic capabilities: the nature and microfoundations of (sustainable) enterprise performance. **Strategic management journal**, v. 28, n. 13, p. 1319–1350, 2007.

TEECE, D. J. Strategies for managing knowledge assets: the role of firm structure and industrial context. **Long range planning**, v. 33, n. 1, p. 35–54, 2000.

TEECE, D. J. Technological Know-How, Organizational Capabilities, And Strategic Management: Business Strategy And Enterprise Development in Competitive Environments. [s.l.] **World Scientific**, 2008.

TEECE, D. J.; PISANO, G.; SHUEN, A. Dynamic capabilities and strategic management. **Strategic management journal**, v. 18, n. 7, p. 509–533, 1997.

TEECE, D. Strategies for Capturing the Financial benefits from Technological Innovation. ROSENBERG, N., LANDAU, R. e MOWERY, D.C. (eds.). *Technology and the Wealth of Nations*. Stanford: Stanford University Press. 1992a

TEECE, D.; PISANO, G. **The dynamic capabilities of firms**: an introduction. *Industrial and corporate change*, v. 3, n. 3, p. 537–556, 1994.

TEECE, D. Explicating dynamic capabilities: the nature and microfoundations of (sustainable) enterprise *performance*, **Strategic Management Journal**, 28,1319–1350. 2007.

THE ECONOMIST (2011a). Deep water ahead? The outlook for the oil and gas industry in 2011. Economist Intelligence Unit.

THE ECONOMIST (2011b). Economies of scale: How the oil and gas industry cuts costs through replication. Economist Intelligence Unit.

THE ECONOMIST 2012. Big Spenders. The Outlook for the Oil and Gas Industry in 2012. Economist Intelligence Unit. 2012.

THOMAS BIEDENBACH; RALF MÜLLER. Absorptive, innovative and adaptive capabilities and their impact on project and project portfolio performance. *International Journal of Project Management*, v. 30, n. 5, p. 621–635, jul. 2012.

THOMAS, J. E. (ORG). *Fundamentos de engenharia do petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2004.

THORNTON, R. A.; THOMPSON, P. Learning from Experience and Learning from Others: An Exploration of Learning and Spillovers in Wartime Shipbuilding. **The American Economic Review**, v. 91, n. 5, p. 1350–1368, 1 dez. 2001.

TORDO, S. **Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues**. [s.l.] World Bank Publications, 2007.

TORDO, Silvana, David Johnston, and Daniel Johnston. “Countries’ Experience with the Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights: Strategies and Design Issues. World Bank Working Paper No. 179. 2010.

TORDO, Silviana. “Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues.” World Bank Working Paper No. 123. (2007).

TOLMASQUIM, M. T.; JUNIOR, H. Q. P. **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo.** [s.l.] Synergia, 2011.

TOVAR, B; RAMOS-REAL , F.; ALMEIDA, E.; MARRERO, G. Efficiency Drivers in The Natural Gas Distribution: Evidence from Brazil. **IAEE Conference:** RJ. 2010.

TSOSKOUNOGLOU, M.; AYERIDES, G.; TRITOPOULOU, E. The end of cheap oil: Current status and prospects. **Energy Policy**, v. 36, n. 10, p. 3797–3806, out. 2008.

USITC. Oil and Gas Field Services: Impediments to Trade and Prospects for Liberalization, United States International Trade Commission, Publication 3582. 2003.

VAALAND, T. Exploring interorganizational conflict in complex projects. **Industrial Marketing Management.** 2003. Pages 127-138

VAALAND, T. Improving project collaboration: start with the conflicts. **International Journal of Project Management.** Volume 22, Issue 6, August 2004, Pages 447-454

VACTOR, S. V. **Introduction to the Global Oil & Gas Business.** [s.l.] PennWell Books, 2010.

VASSILIOU, M. S. **Historical Dictionary of the Petroleum Industry.** [s.l.] Scarecrow Press, 2009.

VERONA, G.; RAVASI, D. Unbundling dynamic capabilities: an exploratory study of continuous product innovation. **Industrial and Corporate Change**, v. 12, n. 3, p. 577–606, 6 jan. 2003.

VIANELLO, G.; AHMED, S. Transfer of knowledge from the service phase: a case study from the oil industry. **Research in Engineering Design**, v. 23, n. 2, p. 125–139, 21 ago. 2011.

VIEGAS, T. Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências IV. Blog Infopetro. Rio de Janeiro, 26 de março de 2010. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2010/08/23/a-bp-e-as-alternativas-do-desastre-a-esperanca/>> Acesso em 10 setembro 2011.

VIEGAS, T. Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo em Águas Profundas e Ultraprofundas. Rio Oil & Gas 2010.

VICTOR, N. **On measuring the performance of national oil companies (NOCs).** [s.l.] Mimeo, Stanford University, 2007. Disponível em: <<http://ada.edu.az/uploads/file/Measuring%20NOC%20Performance.pdf>>. Acesso em: 18 mar. 2013.

VIVODA, V. Resource nationalism, bargaining and international oil companies: challenges and change in the new millennium. **New Political Economy**, v. 14, n. 4, p. 517–534, 2009.

WALTERS, C.C. The Origin of Petroleum, In: C. S. Hsu, P. R. Robinson, Editors, Practical Advances in Petroleum Processing, Springer, 2006, p. 79-101.

WANG, D. *et al.* A model for estimating the drilling and completion investment in *offshore* oilfields in West Africa and the Asia-Pacific region. **Petroleum Exploration and Development**, v. 39, n. 4, p. 534–538, ago. 2012.

WANG, W.; GUPTA, A. **Effects of the Strategies of Geological Modelling And Simulation On Scale-up** Society of Petroleum Engineers, jun. 1999. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=PETSOC-99-39&societyCode=PETSOC>>. Acesso em: 22 abr. 2013

WANG, C. L.; AHMED, P. K. Dynamic capabilities: A review and research agenda. **International Journal of Management Reviews**, v. 9, n. 1, p. 31–51, 2007.

WATKINS, G. C.; STREIFEL, S. S. **World Crude Oil Resources: Evidence from Estimating Supply Functions for 41 Countries**. [s.l.] World Bank Publications, 1997.

WAY, K. K.; FONG, J. H.; MOYNHAM, G. J. Assessing Risk Reduction Strategies on *Offshore* Newfoundland Development Projects SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** Washington, D.C.: 1992 Copyright 1992, Society of Petroleum Engineers, Inc., 1992. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00024773&societyCode=SP E>>

WESTWOOD, J. Bottom line for Big Oil should concern us all. Financial Times. 2010.

WHITE, C. N. *et al.* Assessing The Operational Efficiency of Deep Water Production **SystemsOffshore** Technology Conference. **Anais...** Houston, Texas: 1996. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-8183-MS&societyCode=OTC>>

WHYTE, D.; GREENE, S. **The Skilled Workforce Shortage** NCCR - NATIONAL CENTER FOR CONSTRUCTION EDUCATION AND RESEARCH, , 2011. Disponível em: <<http://www.nccer.org/uploads/fileLibrary/research/SkilledWorkforceCrisis.pdf>>

WIENCKE, M. **The Partnership Between Solution Providers and Oil Companies**. The *Offshore* Technology Conference, abr. 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-18576-MS>>. Acesso em: 24 abr. 2013.

WILLIGERS, B. **Enhanced Economic Modeling by Correlated Stochastic Models of E&P Costs and Hydrocarbon Prices: The Limitations of Fixed Price Decks and the Versatility of Least-Squares Monte Carlo Simulation** Society of Petroleum Engineers, jun. 2009. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-121442-MS>>. Acesso em: 24 abr. 2013

WILLIGERS, B.; BRATVOLD, R. Valuing Oil and Gas Options by Least-Squares Monte Carlo Simulation. **SPE Projects Facilities & Construction**, v. 4, n. 4, dez. 2009.

WODEHOUSE, J.; GEORGE, B.; LUO, Y. **The Development of an FPSO for the Deepwater Gulf of Mexico**. The *Offshore* Technology Conference, abr. 2007. Disponível

em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-18560-MS&societyCode=OTC>>. Acesso em: 17 mar. 2013.

WOICESHYN, J.; DAELLENBACH, U. Integrative capability and technology adoption: evidence from oil firms. **Industrial and Corporate Change**, v. 14, n. 2, p. 307–342, 2005.

WOLF, C. & POLLITT, M. *Privatising National Oil Companies: Assessing the Impact on Firm Performance* Judge Business School Working Paper. University of Cambridge: 2008.

WOLF, C. Does ownership matter? The *performance* and efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987-2006). *EnergyPolicy*, 2009.

WOLFGANG BECKER; JÜRGEN PETERS. Technological opportunities, absorptive capacities, and innovation. [s.l.] Volkswirtschaftliche Diskussionsreihe, Institut für Volkswirtschaftslehre der Universität Augsburg, 2000. Disponível em: <<http://www.econstor.eu/handle/10419/70043>>. Acesso em: 6 maio. 2013.

WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. **Fundamentals of Oil & Gas Accounting**. [s.l.] PennWell Books, 2008.

WYLLIE, M. W. J.; JOYNSON, J. **Recent Trends in FPSO Design and Project Execution Applied to Leased Vessels** *Offshore* Technology Conference. **Anais...**Houston, Texas, 2006. Disponível em: <<http://e-book.lib.sjtu.edu.cn/otc-2006/pdfs/otc18061.pdf>>

YANG, C. W.; HWANG, M.-J.; HUANG, B.-N. An analysis of factors affecting price volatility of the US oil market. **Energy Economics**, v. 24, n. 2, p. 107–119, 2002.

YATES, J. K. Construction competition and competitive strategies. **Journal of Management in Engineering**, v. 10, n. 1, p. 58–69, 1994.

YEO, K. T.; NING, J. H. Integrating supply chain and critical chain concepts in engineer-procure-construct (EPC) projects. **International Journal of Project Management**, v. 20, n. 4, p. 253–262, 2002.

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

YERGIN, D. **The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power**. [s.l.] Free Press, 2011.

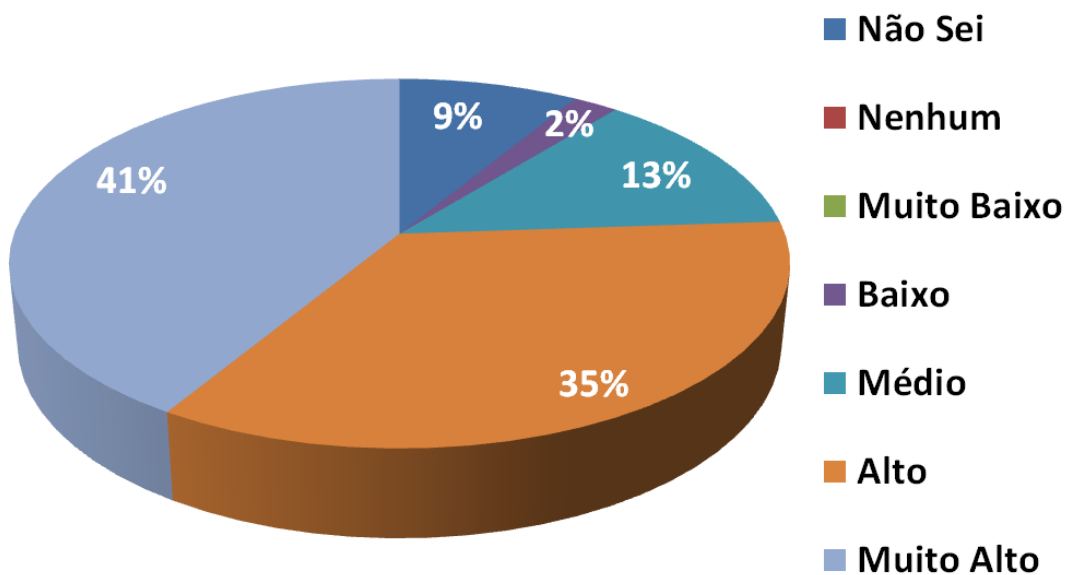
YOUSEFI, A.; WIRJANTO, T. S. The empirical role of the exchange rate on the crude-oil price formation. **Energy Economics**, v. 26, n. 5, p. 783–799, set. 2004.

ZAIDI, M. F. A.; OTHMAN, S. N. Understanding the Concept of Dynamic Capabilities by Dismantling Teece, Pisano, and Shuen (1997)'s Definition. **International Journal**, v. 2, [s.d.].

ZIMMERLE, W.; ZIMMERLE, H. **Petroleum Sedimentology**. [s.l.] Springer, 1995.

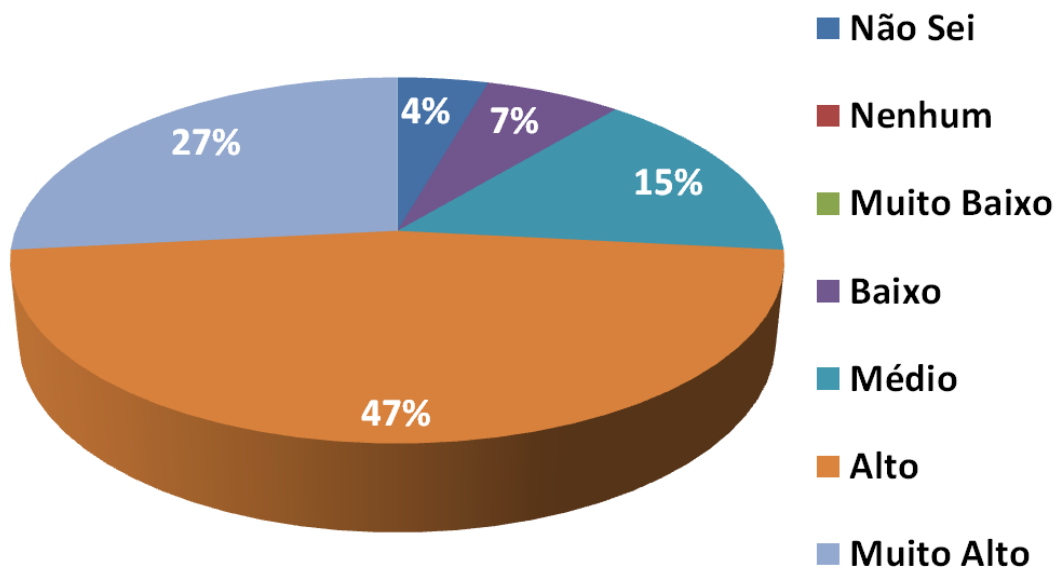
## ANEXOS

Figura 46 - Importância para os operadores das Inovações em Tecnologias de Exploração



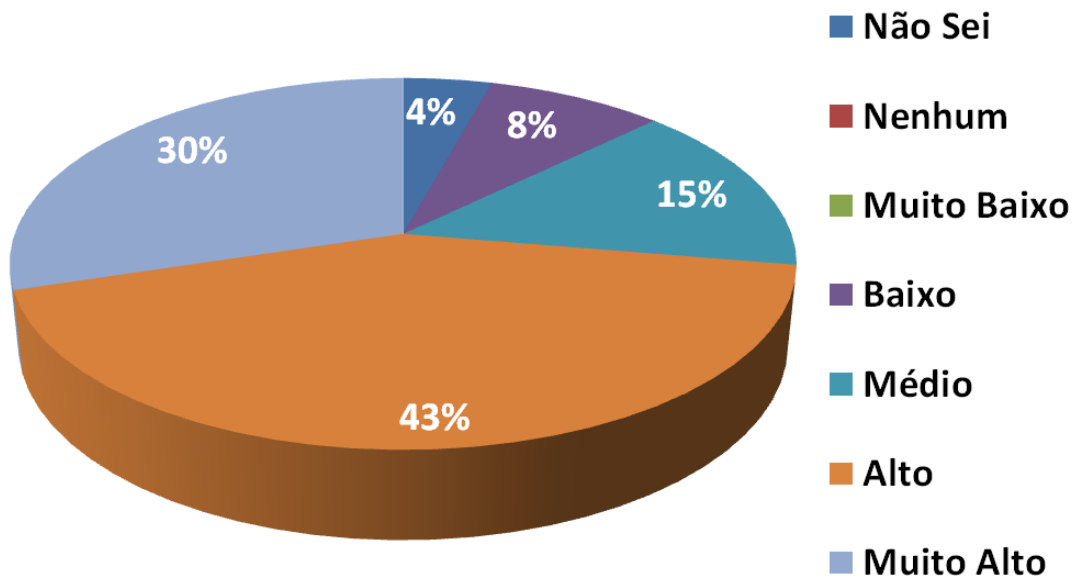
Fonte: Elaboração Própria

Figura 47 - Importância para os operadores das Inovações em Tecnologias de Desenvolvimento de Campo



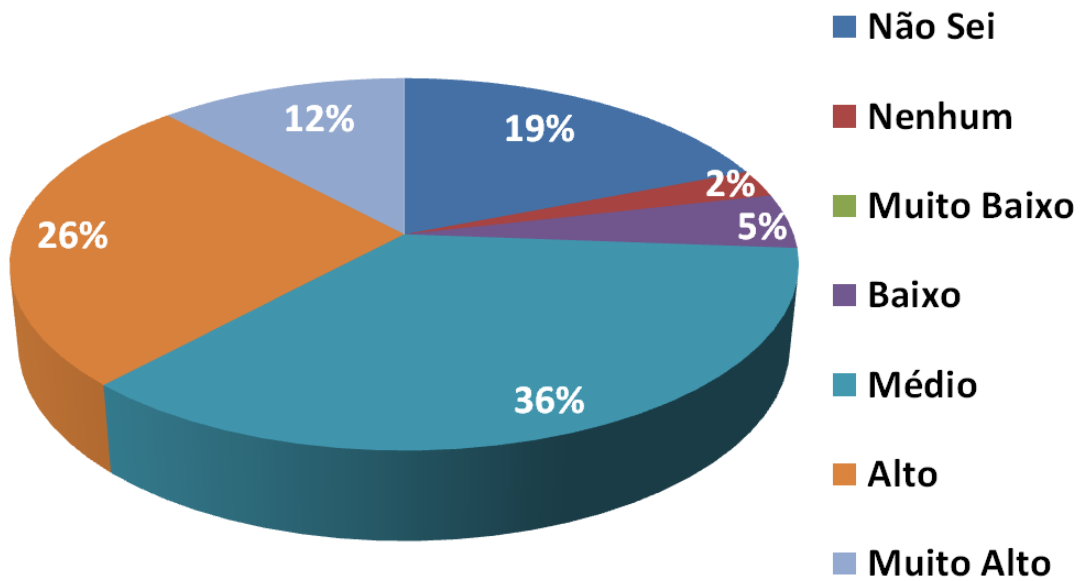
Fonte: Elaboração Própria

Figura 48 - Importância para os operadores das Inovações em Tecnologias de Produção



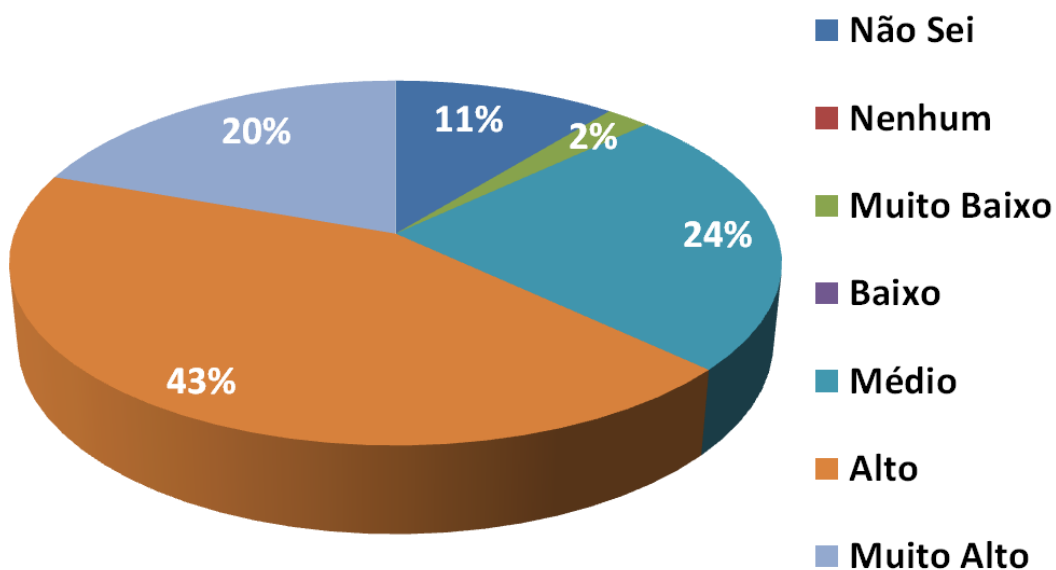
Fonte: Elaboração Própria

Figura 49 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Geologia e Geofísica



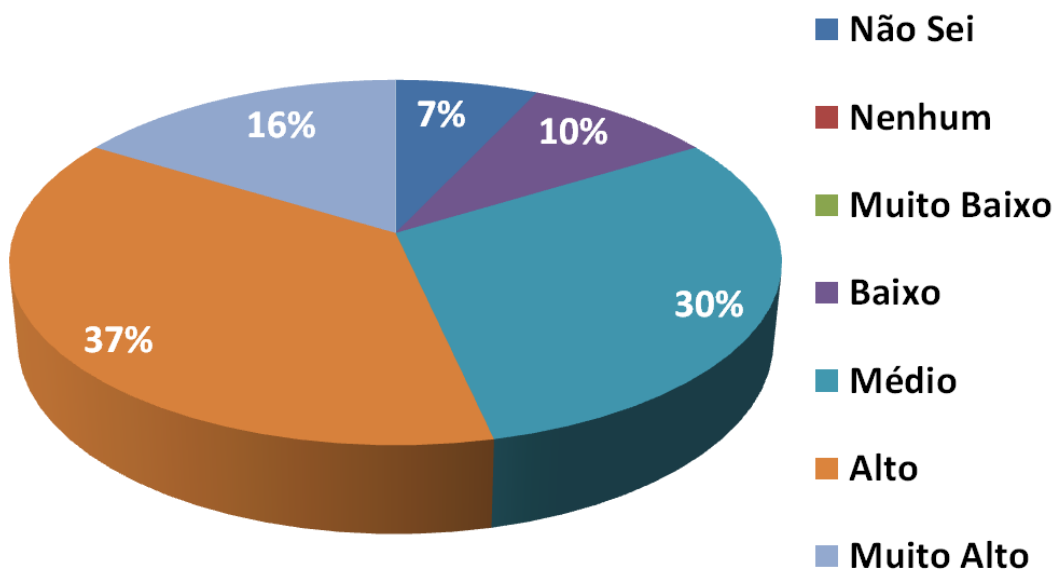
Fonte: Elaboração Própria

Figura 50 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Equipamentos de Perfuração



Fonte: Elaboração Própria

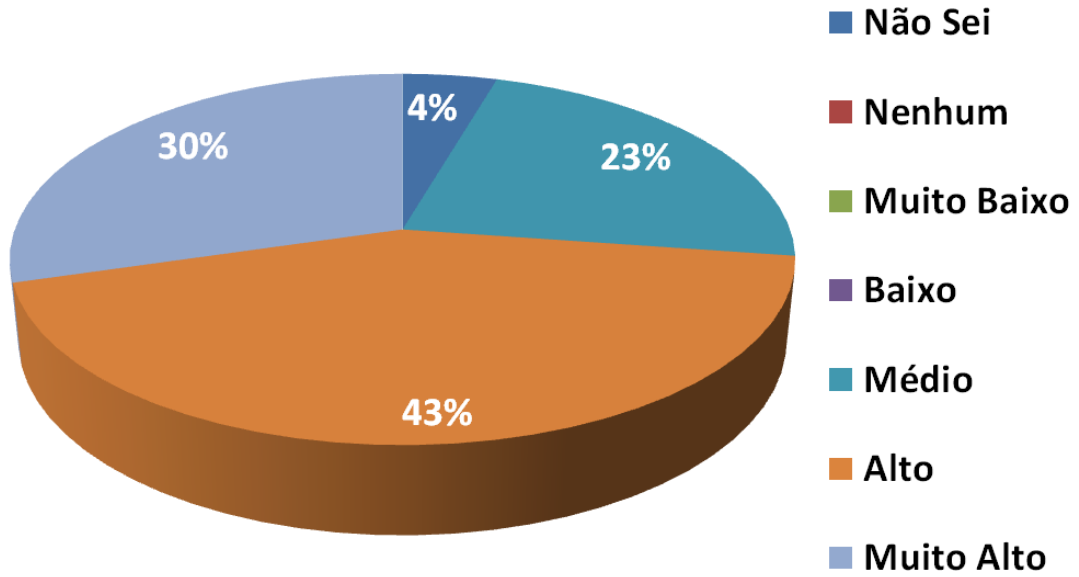
Figura 51 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Instalações de Superfície



Fonte: Elaboração Própria

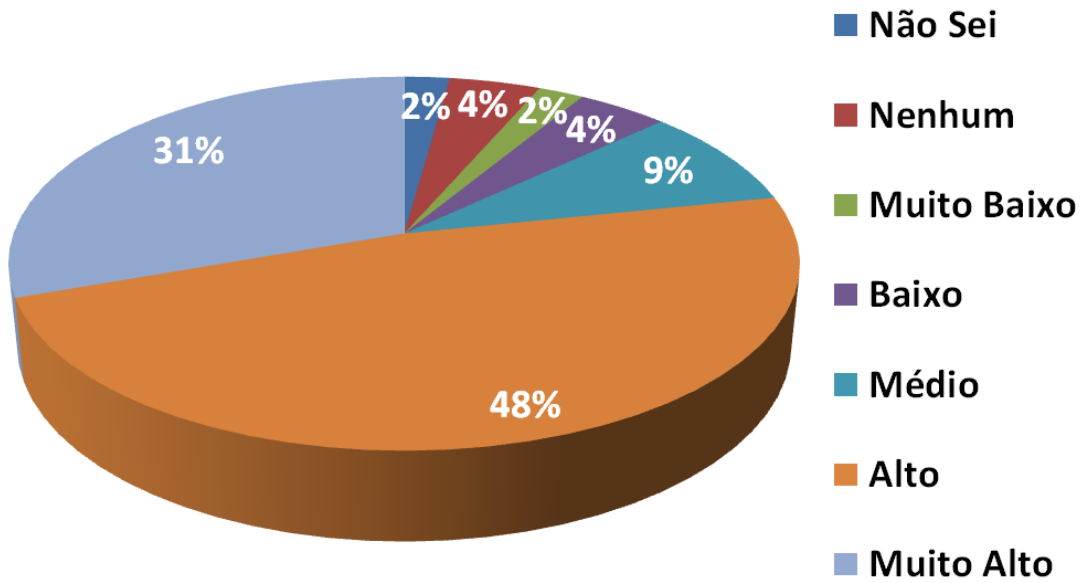


Figura 52 - Importância para a Redução de Custos Inovações Tecnológicas das Petroleiras em Infraestrutura Submarina



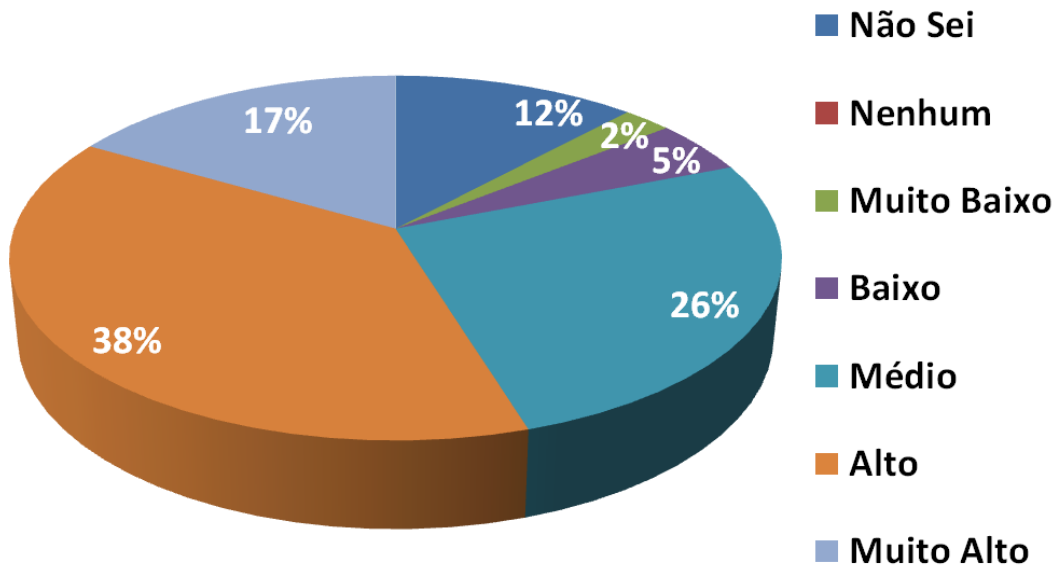
Fonte: Elaboração Própria

Figura 53 - Importância para a Redução de Custos da Cooperação entre Petroleiras e Fornecedores de Equipamentos e Serviços



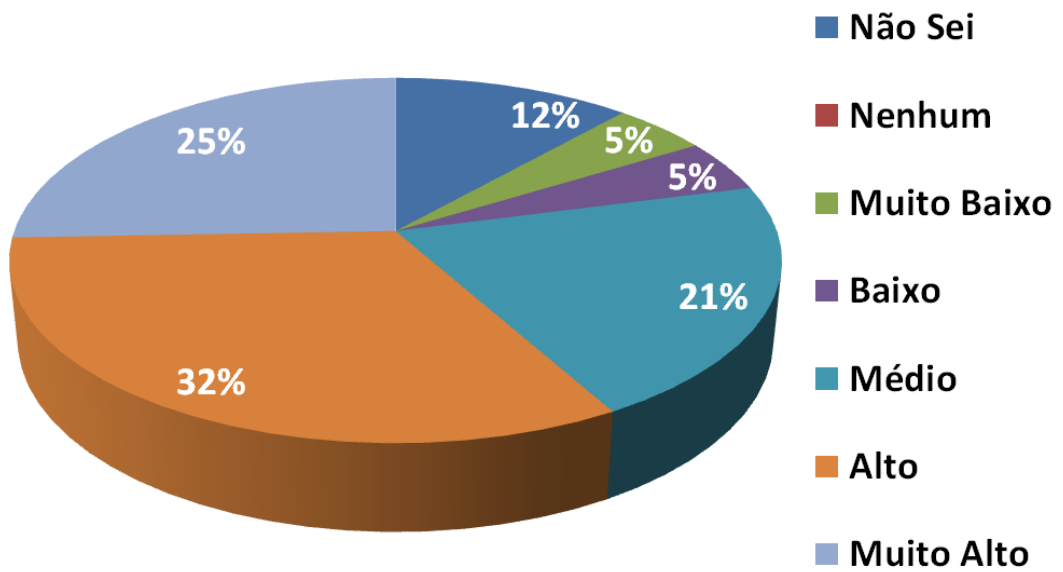
Fonte: Elaboração Própria

Figura 54 - Importância para a Redução de Custos da Cooperação entre Petroleiras Parceiras em Consórcio de Investimento



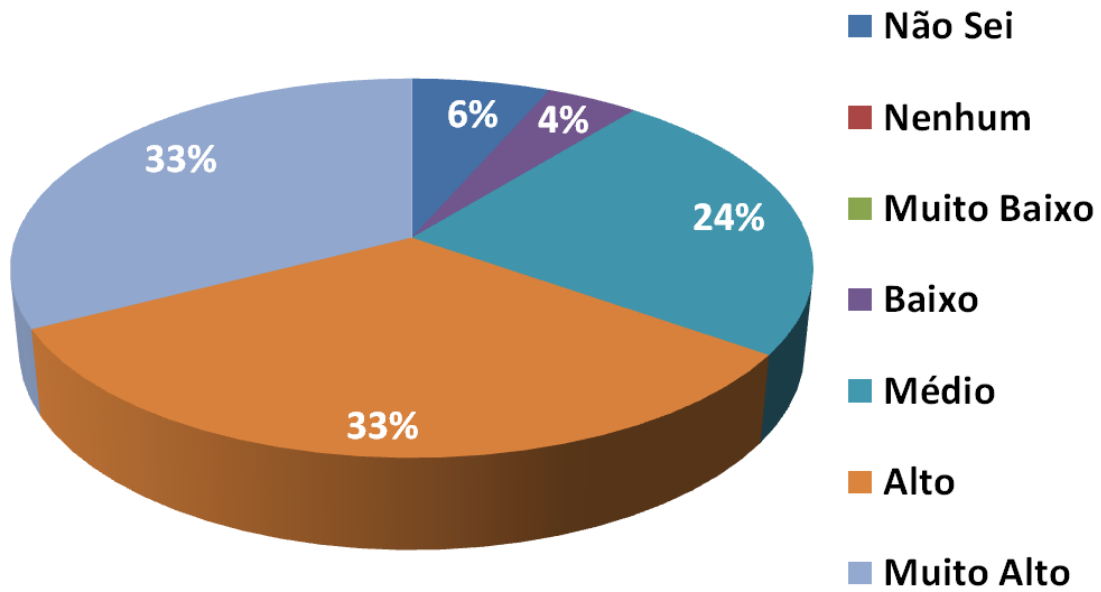
Fonte: Elaboração Própria

Figura 55 - Importância da Influência, da Regulação de SMS, nos custos, nos últimos 20 anos



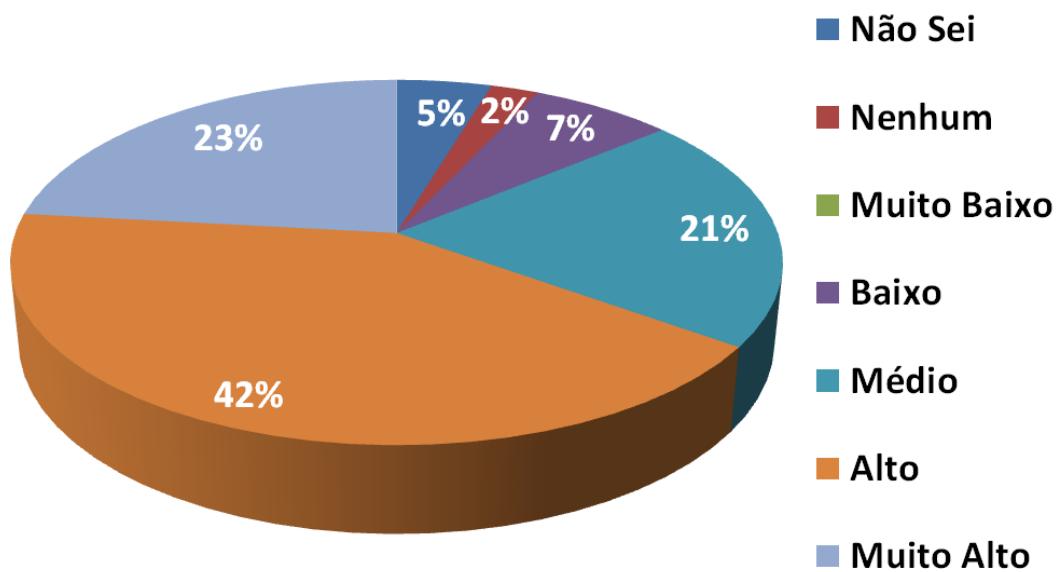
Fonte: Elaboração Própria

Figura 56 - Relevância dos Novos Padrões de segurança no crescimento dos Custos de Cumprimento da Regulação



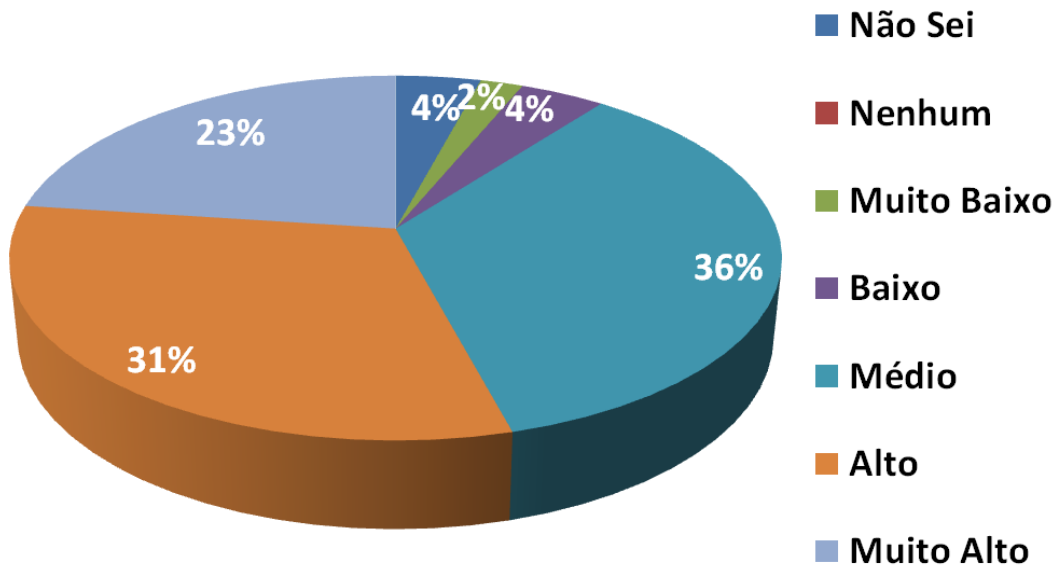
Fonte: Elaboração Própria

Figura 57 - Importância das Inovações no Processo de Gestão de Risco para a Redução de Custos



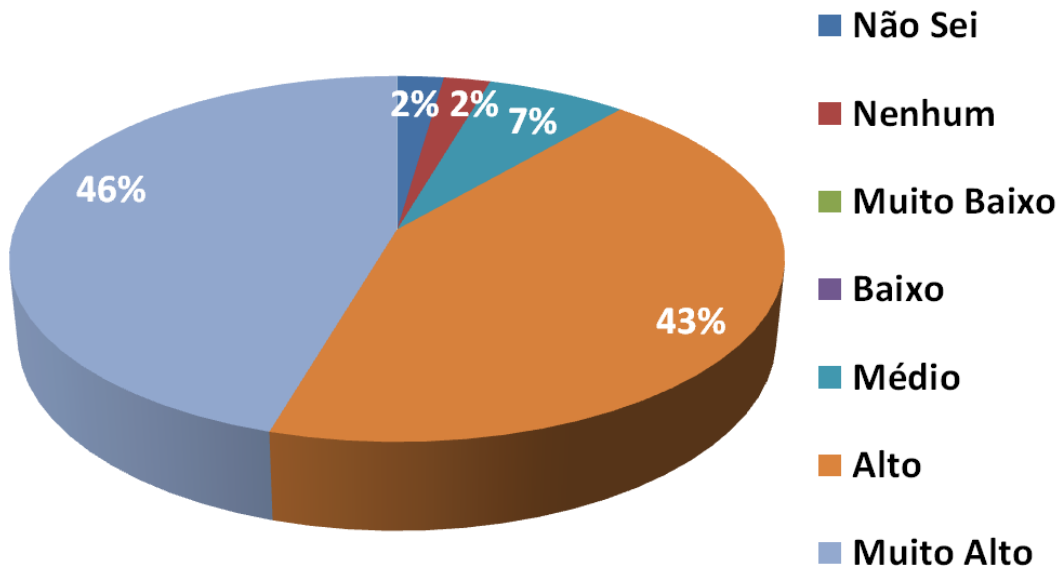
Fonte: Elaboração Própria

Figura 58 - Importância para a Redução de Custos das Inovações nos Processos e Procedimentos de Gerenciamento de Projetos



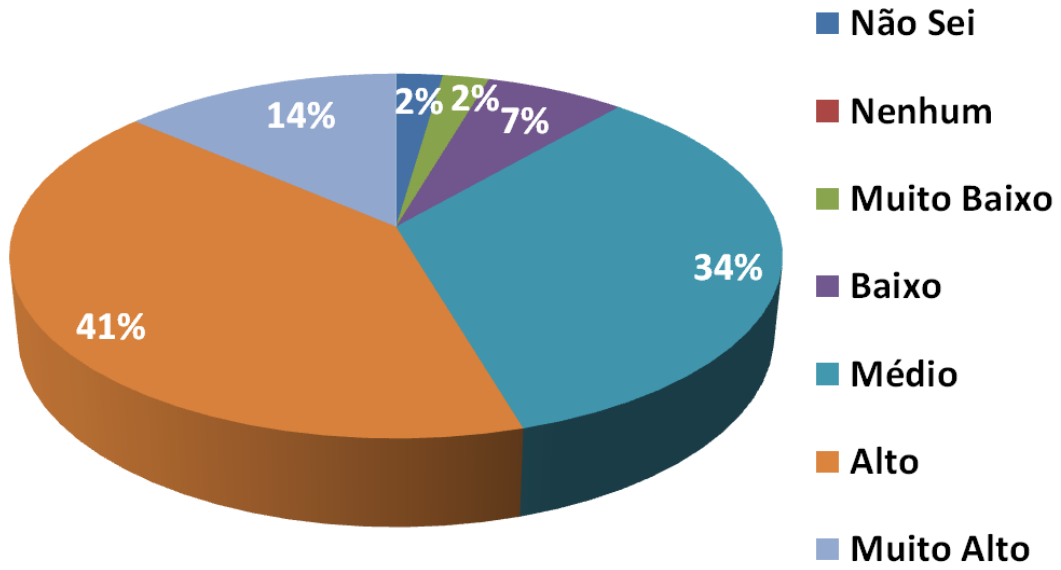
Fonte: Elaboração Própria

Figura 59 - Importância da Qualificação e Experiência da Força de Trabalho para Determinar o Desempenho na Perfuração e Completação de Poços



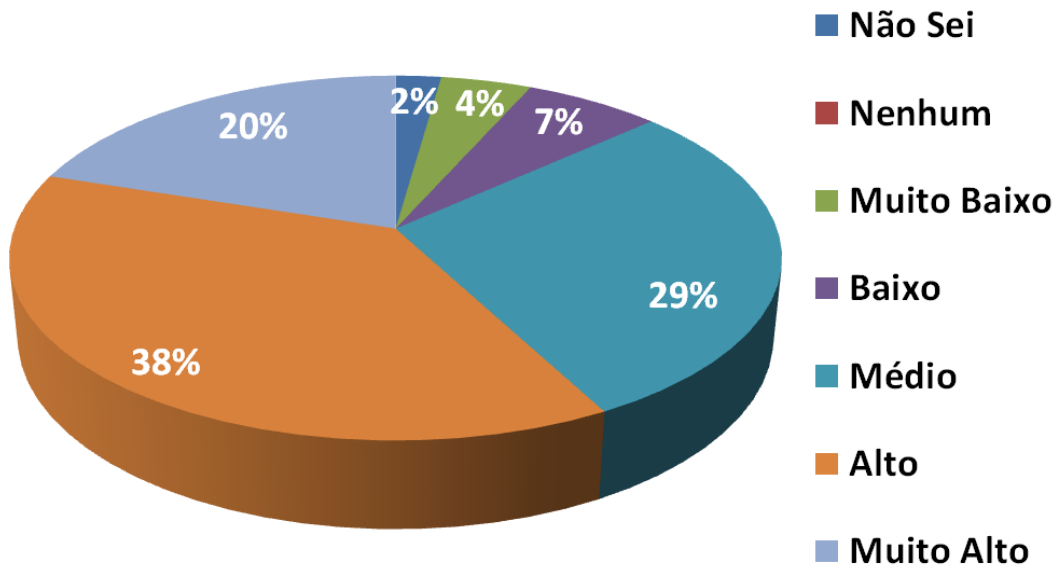
Fonte: Elaboração Própria

Figura 60 - Importância da Padronização e Economias de Escala para Redução de Custos



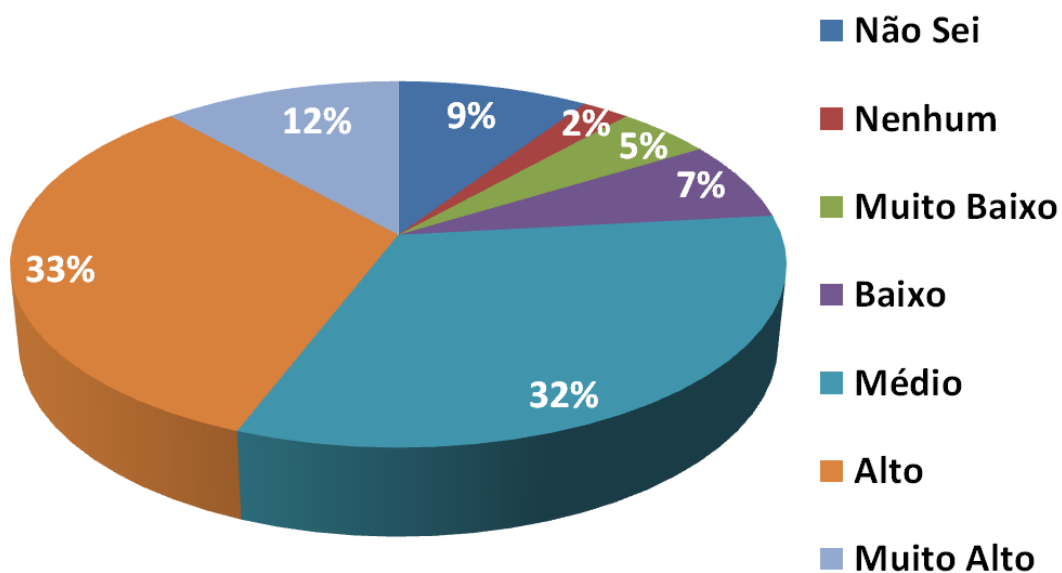
Fonte: Elaboração Própria

Figura 61 - Importância da Habilidade Negociar Contratos para a Redução de Custos



Fonte: Elaboração Própria

Figura 62 - Importância, de Intensidade, em que os Planos de Desenvolvimento e os Conceitos se Diferenciam entre os Projetos de Diferentes Operadoras (Considerando Semelhantes Condições)



Fonte: Elaboração Própria

Tabela 19 - Projetos Contemplados pela Base de Dados

Offshore Technology Conference											
In your point of view:		Examples and Explanations			Intensity Level						
					No Idea	None	Very Low	Low	Med	High	Very High
1	<b>How important to operators is technological innovation in the following areas?</b>										
1.1	<b>Exploration Technologies (Ex.)</b> _____										
1.2	<b>Field Development Technologies (Ex.)</b> _____										
1.3	<b>Production Technologies (Ex.)</b> _____										
2	<b>How important is technological innovation in the following areas for cost reduction?</b>										
2.1	<b>Geol. &amp; Geof. Equipment (Ex.)</b> _____										
2.2	<b>Drilling Equipment (Ex.)</b> _____										
2.3	<b>Topside Facilities (Ex.)</b> _____										
2.4	<b>Subsea Infrastructure (Ex.)</b> _____										
2	<b>How important is cooperation between operators and entities below to cost reduction?</b>										
2.1	<b>Services and Equipament Suppliers (Which?)</b> _____										
2.2	<b>Oil and Gas Companies Investment Partners (Which?)</b> _____										
3	<b>How strong an influence has regulation (EHS) been on cost during the last 20 years?</b>										
	<b>(Why?)</b> _____										
4	<b>How relevant are new safety standards to increasing cost compliance?</b>										
	<b>(Why?)</b> _____										

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 20 - Projetos Contemplados pela Base de Dados

5	<b>How important are innovations in Risk Management processes for cost reduction?</b> (Why?)_____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	<b>How important are innovations in Project Management processes and procedures for cost reduction?</b> (Why?)_____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	<b>How critical to deep water performance is it to have a labor force experienced in drilling and well completion?</b> (Why?)_____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	<b>How important are standartization and economies of scale to cost reduction?</b> (Why?)_____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	<b>How important are effective contract negotiation skills in reducing costs?</b> (Why?)_____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	<b>How different are design/concepts between your offshore projects and other operators' projects? (Considering similar installation location, conditions, size and weight)</b> (Why?)_____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 21 - Projetos Contemplados pela Base de Dados



<b>Oil Operators in Deepwater</b>	
	<b>In your point of view:</b>
1	Since 2000, what were the main factors that caused inflation in CAPEX and OPEX?
2	Does your company see a way to contribute to the technological equipment or process advancement? How?
3	What are the most effective and relevant ways to reduce costs in Deep water E&P?
4	What are the main entrance barriers in order to operate in deepwater projects?
5	During the last decade did your company introduce new technologies/processes which helped in reducing costs?
6	What are the incentives to be an operator of a field from the investor's point of view?
7	What kind of labor force or service cannot be outsourced?
8	What skills and information are essential to negotiate contracts that provide good services at low costs?
9	What are the main ways your company cooperates with suppliers or partners?
10	In which areas of the offshore E&P does it make sense to the operators to invest in technological development?
11	Has your regulatory cost compliance model changed in the last decade? If so, how?

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 22 - Projetos Contemplados pela Base de Dados

<b>País</b>	<b>Campo</b>	<b>País</b>	<b>Campo</b>	<b>País</b>	<b>Campo</b>
Angola	Acacia (Pazflor)	Brazil	Frade	Congo	Moho-Bilondo Nord
Angola	Batuque (Kizomba C)	Brazil	Franco	Cote d'Ivoire	Baobab Ivoirien
Angola	Benguela (BBTL_Belize)	Brazil	Golfinho	Cote d'Ivoire	East Espoir (+West)
Angola	Kizomba A	Brazil	Guará	Ghana	Jubilee
Angola	Clov	Brazil	Iara	Guinea Equatc	Aseng
Angola	Dalia Complex	Brazil	Itaipu	Indonesia	Banyu Urip
Angola	Kizomba B	Brazil	Jubarte Cachalote	Indonesia	Belanak
Angola	Gimboa	Brazil	Jupiter	Indonesia	Gendalo
Angola	Girassol	Brazil	Lula e Cernambi	Irish	CORRIB
Angola	Jimbao	Brazil	Manati	Malasya	Kikeh
Angola	Kissanje	Brazil	Marlim	Malasya	Gumusut
Angola	Lucapa	Brazil	Marlim Leste	Malaysia	Gumusut Kakap
Angola	Mondo	Brazil	Marlim Sul	Mauritania	Chinguetti
Angola	Plutao (PSVM)	Brazil	Mexilhao	Nigeria	Abo
Angola	Plutonio	Brazil	Papa Terra	Nigeria	Agbami-"Ekoli"
Angola	Rosa	Brazil	Parque das Conchas	Nigeria	Akpo
Angola	Tombua Landana	Brazil	Piranema	Nigeria	Bonga
Australia	Enfield	Brazil	Pirapitanga	Nigeria	Egina
Brazil	Albacora	Brazil	Roncador	Nigeria	Erha
Brazil	Albacora Leste	Brazil	Salema & Bijupira	Nigeria	Oyo
Brazil	Barracuda & Caratinga	Brazil	Tambau	Nigeria	Usan
Brazil	Cachalote	Brazil	Uruguá	Nigeria	Yoho
Brazil	Carioca	Brazil	Wahoo	Nigeria	Usan
Brazil	Espadarte	Brazil	Carioca	Nigeria	Nsiko

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 23 - Projetos Contemplados pela Base de Dados

<b>País</b>	<b>Campo</b>	<b>País</b>	<b>Campo</b>	<b>País</b>	<b>Campo</b>
Norway	Alve	United States	Langhorn	United States	K2 Complex
Norway	Alvheim	United States	Ariel	United States	Mars-Ursa
Norway	Asgard	United States	Atlantis	United States	Na Kika
Norway	Balder	United States	Auger	United States	Ram-Powell
Norway	Draugen	United States	Big Foot	United States	Shenzi
Norway	Ekofisk	United States	Blind Faith	United States	Spiderman
Norway	Fram	United States	Boomvang	United States	St Malo
Norway	Gjoa	United States	Boris	United States	Tahiti
Norway	Heidrun	United States	Caesar	United States	Bud
Norway	Kristin	United States	Cascade	United States	Thunder Horse
Norway	Njord	United States	Jubilee	United States	Droshky (ex-Troika)
Norway	Norne	United States	Independence	United States	Tubular Bells
Norway	Ormen Lange	United States	Constitution	United States	Buckskin
Norway	Skarv	United States	Cottonwood	United States	Stones
Norway	Snohvit	United States	Crosby	United States	Shenandoah
Norway	Snorre	United States	Great White	United States	Appomattox
Norway	Troll	United States	Gunnison	United States	Freedom
Norway	Vega	United States	Hoover-Diana		
Norway	Yttergyyta	United States	Kiheh		
United Kingdom	Foinaven	United States	Knotty Head		
United Kingdom	Shiehallion	United States	Llano GB		
United States	Canyon Express	United States	Lucius		
United States	Allegheny South	United States	Mad Dog		
United States	Gomez Hub	United States	Magnolia GB		

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 24 - Revisão de Bibliografia Empírica

<b>Autores</b>	<b>Título</b>	<b>Produto</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Unidade de Dados</b>	<b>Amostra</b>	<b>Período Principal</b>
Osmundsen et al (2010)	Exploration Drilling Productivity at the Norwegian Shelf	Metros perfurados por dia	Avaliação de produtividade de perfuração	Poço	Fatores: preço de petróleo; experiência de perfuração; profundidade de lâmina d'água; e profundidade perfurada	1966-2008
ACHA, Virginia	Knowledge, Innovation and Competitiveness: Dynamics of firms, Networks, Regions and Institutions.	Petróleo e Gás	TFP no nível regional entre 1976-95	Campo	Dados de: 29 mil poços de produção; da perfuração de 37 mil poços; de quase 6 mil plataformas; de tamanho da reserva e ano da descoberta de 957 campos. Média de 370 campos operando em cada ano.	1947-1998
Barros & Magani (2009)	Productivity assessment of Angola's oil blocks	Barris (boe) de Petróleo e Gás	Análise da mudança na produtividade via DEA	Bloco	Blocos: Cabinda A, Cabinda B, Cabinda C, FS-FST, Block 2, Block 3 & Canuko, Block 14, Block 15, and Block 17.	2002-2007
KELLOGG, R.	Learning by Drilling: Inter-Firm Learning and Relationship Persistence in the Texas Oilpatch	Poços perfurados	Análise de Produtividade	Poço, campos, sondas e produtores	Aproximadamente 107 mil observações de tempo de perfuração. O conjunto final de dados consiste em 19 mil poços, mais de 1300 campos, 700 produtores e 1300 sondas	1966-2008
Managi et al (2005)	Stochastic frontier analysis of total factor productivity in the offshore oil and gas industry.	Petróleo e Gás	Impacto da Mudança Tec. Na E&P do GOM	Campo	Produção: 5 mi. observações mensais de 29 mil poços. Perfuração: 37 mil poços Plataformas: 6 mil e subsea Reservas: Oil&Gas Mil Campos	1955-2002

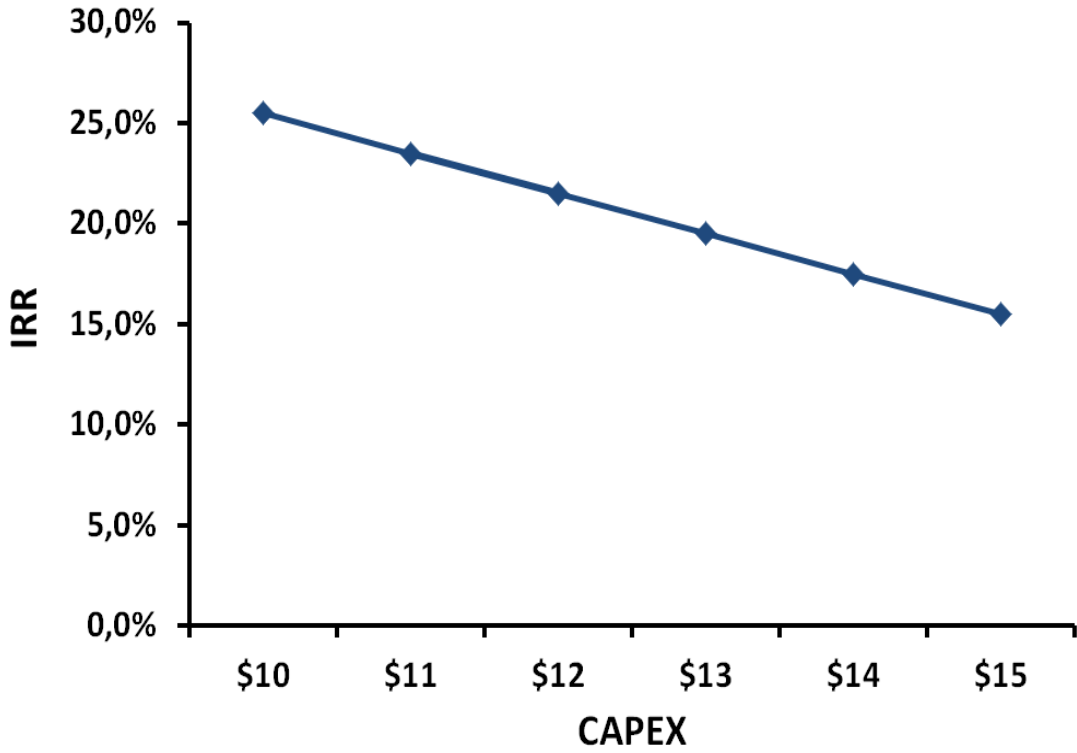
Fonte: Elaboração Própria

Tabela 25 - Revisão de Bibliografia Empírica (Continuação)

<b>Autores</b>	<b>Fatores</b>	<b>Função</b>	<b>Resultados</b>	<b>Conclusões</b>
Osmundsen et al (2010)	Petroleiras tipo 1.; tipo 2.; e tipo 3; Experiência na perfuração das instalações (dummy); Mar perfurado ( <i>dummy</i> ); Profundidade em metros; Temperatura; Preço de Petróleo	Função de Produção. Usa OLS com White heterocedasticidade consistente do erro padrão.	Fatores que afetam a Produtividade. 1) poços mais profundos < rasos; 2) Águas Profundas < Rasas; 3) Progresso técnico eleva produtividade; 4) Poços Pioneiros > de avaliação; 5) Poços no Mar Barents < Mar do Norte < Mar da Noruega. 6) Experiência eleva produtividade.	É possível que haja diferenças estruturais na produtividade entre poços pioneiros e de avaliação que não são capturados pela dummy "tipo de poço"
ACHA, Virginia	Plataformas e Sondas	Função de custos para estimar TFP	1) Fatores geológicos importam, mas as variáveis de porosidade não foram significativas para produtividade. 2) Tamanho do campo e profundidade determinam reservas. Firmas preferem grandes campos em águas profundas.	Efeito negativo da profundidade e da regulação na produtividade cai com o tempo devido ao <i>learning by doing</i> . Aprendizado eleva a eficiência no nível do campo com o tempo.
Barros & Magani (2009)	OPEX, CAPEX e Taxes	DEA-Malmquist. Mede mudança na produtividade	Os blocos, em média, mostram produtividade positiva.	Os não-eficientes devem ajustar a gestão. Falta de investimento reduz a eficiência tecnológica.
KELLOGG, R.	Tempo de perfuração; profundidade; poço de gás e petróleo e sondas.	De Produção. Log-log (experiência).	Relacionamentos de aprendizagem podem melhorar a produtividade.	Operadores têm incentivos a usar sondas nas quais possuem experiência.
Managi et al (2005)	Sondas, Profundidade e Plataformas, Tamanho do Campo, Depleção ao longo do tempo.	Fronteira de Eficiência Estocástica & TFP - (Solow 1957).	Os coeficientes de todos os cinco insumos tiveram sinal positivo esperado e foram significativos.	A tecnologia de perfuração horizontal causou uma elevação na fronteira de produção.

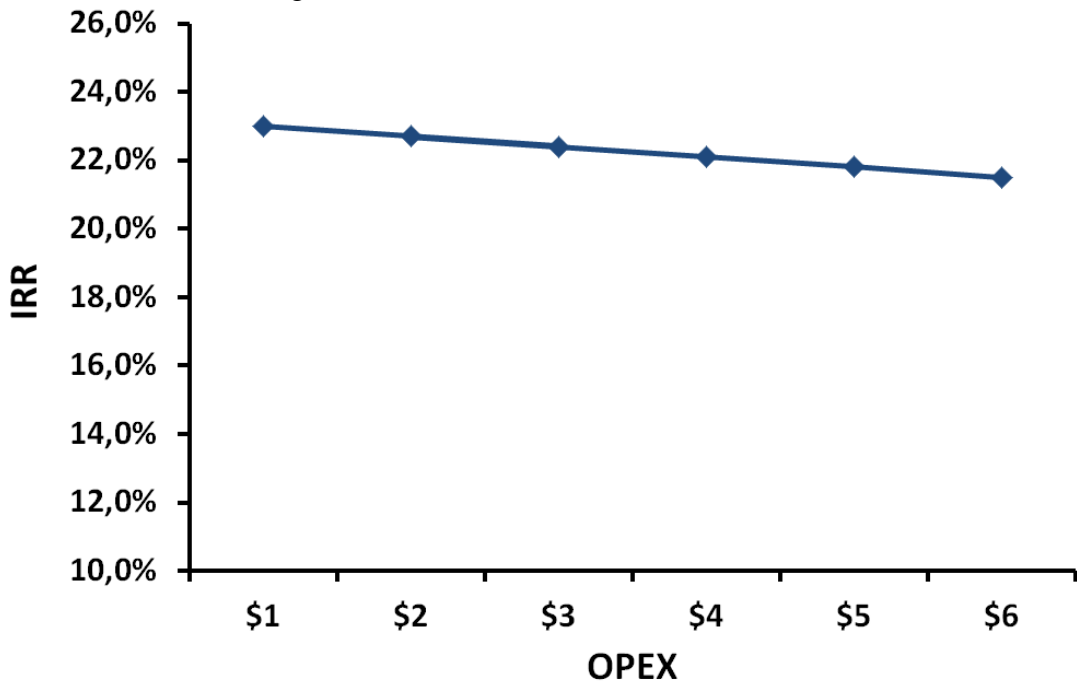
Fonte: Elaboração Própria

Figura 63 - TIR vs. CAPEX, Sob Concessão



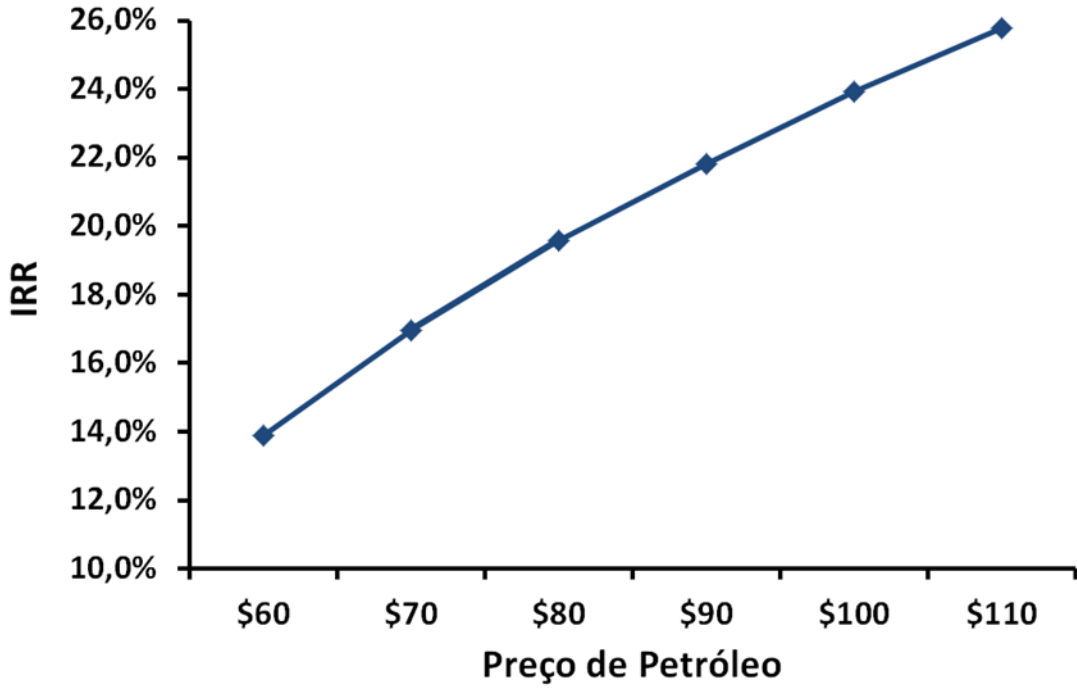
Fonte: Elaboração Própria

Figura 64 - TIR vs. OPEX, Sob Concessão



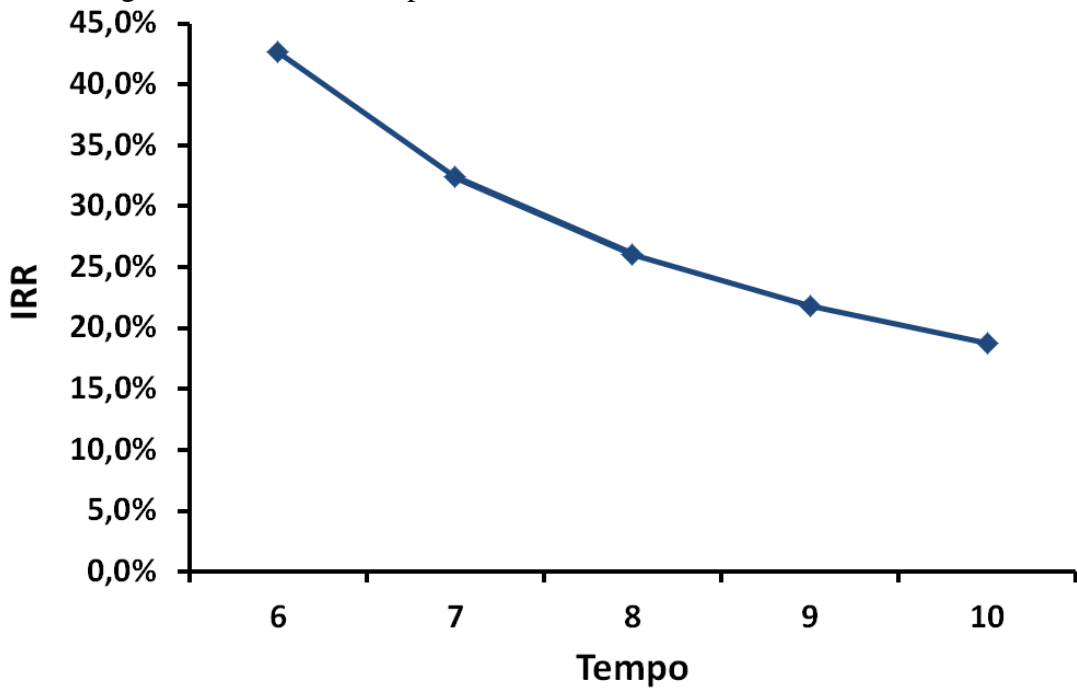
Fonte: Elaboração Própria

Figura 65 – TIR vs. Preço do Petróleo, Sob Concessão

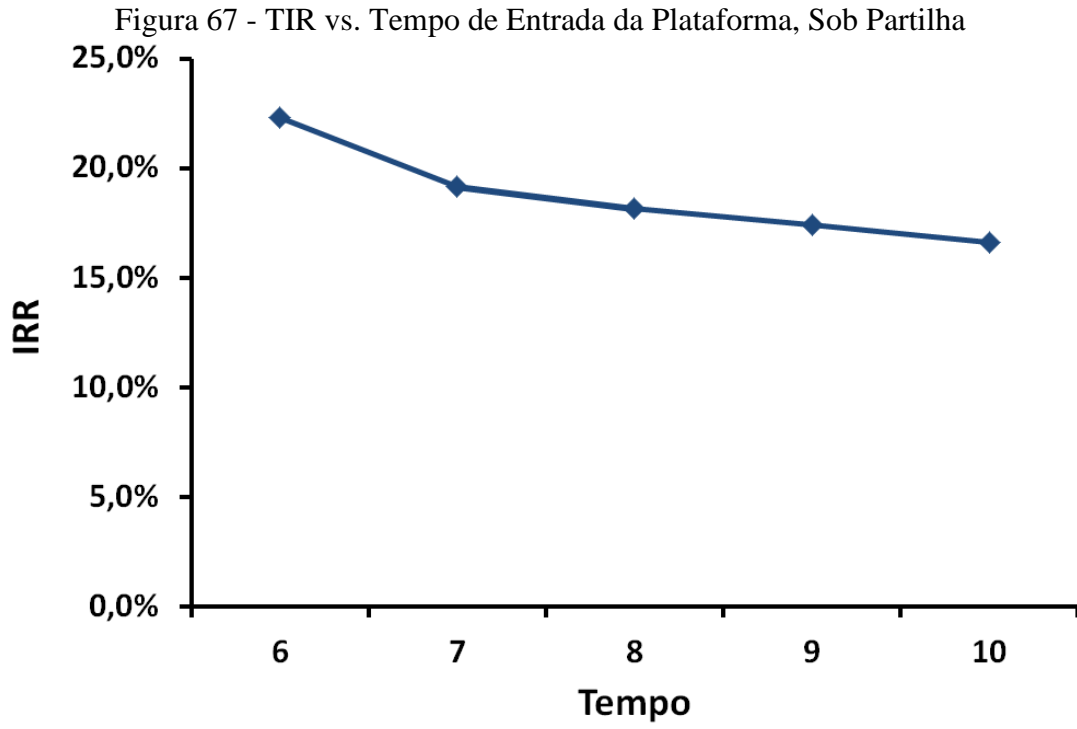


Fonte: Elaboração Própria

Figura 66 - TIR vs. Tempo de Entrada da Plataforma, Sob Concessão



Fonte: Elaboração Própria



Fonte: Elaboração Própria