DINÂMICA DOS CUSTOS NA EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS

THALES DE OLIVEIRA COSTA VIEGAS

Editora Poisson

Thales de Oliveira Costa Viegas

Dinâmica dos custos na extração de petróleo
em águas profundas

1ª Edição

Belo Horizonte
Poisson
2020

Editor Chefe: Dr. Darly Fernando Andrade

Conselho Editorial

Dr. Antônio Artur de Souza – Universidade Federal de Minas Gerais

Msc. Davilson Eduardo Andrade

Dra. Elizângela de Jesus Oliveira – Universidade Federal do Amazonas

Msc. Fabiane dos Santos

Dr. José Eduardo Ferreira Lopes – Universidade Federal de Uberlândia

Dr. Otaviano Francisco Neves – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

Dr. Luiz Cláudio de Lima – Universidade FUMEC

Dr. Nelson Ferreira Filho – Faculdades Kennedy

Ms. Valdiney Alves de Oliveira – Universidade Federal de Uberlândia

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

V658e Viegas, Thales Oliveira Costa

Custos na extração de petróleo em águas profundas [livro eletrônico] / Thales Oliveira Costa Viegas - Belo Horizonte : Editora Poisson, 2020. 67p.

Formato: PDF

Requisitos do sistema: Adobe Digital Editions

Modo de acesso: World Wide Web

ISBN: 978-85-7042-206-4

DOI: 10.36229/978-85-7042-206-4

Inclui referências

1. Petróleo, 2. Extração de Petróleo, 3. Custos, 4. Marcos regulatórios. I. Viegas, Thales Oliveira Costa II. Título.

CDD: 658

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos seus respectivos autores.

www.poisson.com.br

contato@poisson.com.br

Prefácio

A eficiência em custos (de capital e operacional) é cada vez mais importante para as petroleiras. Ao longo da história da indústria petrolífera o preço do petróleo apresentou um comportamento instável. Nas fases ascendentes do ciclo de preços (no mercado spot) os níveis de custo de um projeto são, aparentemente, menos críticos para as decisões de investimento em novos projetos. Já nos períodos em que as cotações do barril da commodity estão relativamente baixos ganha destaque a noção de preço de robustez, entedido como um nível muito baixo de preço, correspondente ao cenário mais pessimista da petroleira sobre a variável preço do barril. Neste contexto, fica mais evidente a importância nevrálgica da competitividade em custos quando se realiza uma análise estratégica intertemporal do negócio petrolífero.

Por isso a disciplina (boa gestão) de Capex (custo de capital) e de Opex (custo operacional) é um dos principais indicadores de desempenho na indústria petrolífera. Na atividade de E&P (Exploração e Produção) de petróleo e gás em águas profundas a capacidade de administração de custos é fundamental, pois se trata de projetos intensivos em capital. Os altos investimentos, desafios e riscos podem ser decisivos para definir quais atores serão capazes de ingressar e de se manter nas atividades petrolíferas em águas profundas. Nessas condições, o tema competitividade em custos se coloca em uma posição de destaque.

A compreensão desse fenômeno se amplia com base na utilização de ferramentas qualitativas e quantitativas. Neste livro foram utilizados três métodos de pesquisa para analisar a performance em custos das petroleiras: i) revisão bibliográfica; ii) análise de estatísticas descritivas, para verificar o papel das variáveis controláveis e não controláveis nos resultados da empresa; iii) modelo econométrico (empírico), que avaliou quais variáveis mais afetaram o desempenho em custos dos projetos e qual foi direção desses efeitos.

A primeira parte do livro discorre sobre a estrutura de custos e as características centrais de um projeto de E&P em águas profundas. A discussão sobre esses aspectos ajuda a esclarecer algumas relações de causalidade pertinentes à dinâmica dos custos da atividade de exploração e produção de petróleo e gás. Há que se reconhecer que campos contendo grandes reservas (com economias de escala) podem apresentaram produtividades altas e baixos custos por barril.

Na segunda parte do livro, foi proposto um modelo empírico para a análise das variáveis que afetam desempenho em custos de capital no upstream em águas profundas, para avaliar a competitividade das petroleiras. O modelo buscou expurgar o efeito do tamanho das reservas (economias de escala) nos custos e identificar as fontes de heterogeneidades dos projetos.

Por fim, cabe destacar que as empresas que apresentam melhor desempenho em custos, possuem capacidade bem desenvolvida de executar grandes obras de infraestrutura de produção de petróleo e gás, bem como de operar projetos de elevada magnitude e complexidade. Destacam-se as competências tecnológicas, de engenharia, gerencial, de firmar bons contratos e de traçar cenários futuros adequadamente. Isso permite que as petroleiras possam lidar melhor com variáveis não controláveis que afetam os custos. O acúmulo de experiência em projetos de upstream de petróleo e gás, desta natureza, contribui para que as empresas aprimorem os seus resultados e atinjam um desempenho diferenciado.

Thales de Oliveira Costa Viegas

Sumário

Introdução	06
Parte 1 – Estrutura e Evolução dos Custos do Upstream em Águas Profundas	10
Capítulo 01 - A Complexa Composição de um Projeto em Águas Profundas	13
Capítulo 02 - Planejamento de Projeto Requer Capacidade para Estimar Custos	23
Capítulo 03 - Principais Fatores que Impactam os Custos da Indústria	28
Parte 2 – Modelo Empírico de Custos de Projeto de Upstream em Águas Profundas	37
Capítulo 04 - Fundamentação da Análise Empírica	39
Capítulo 05 - Primeira Etapa: Metodologia e Resultados	44
Capítulo 06 - Segunda Etapa: Fontes da Heterogeneidade	49
Conclusão	54
Bibliografia	57

Introdução

O tema custos de capital na atividade de extração de petróleo e gás é muito relevante para o setor petrolífero. A disciplina (gestão) de Capex (custo de capital) e de Opex (custo operacional) é um dos principais indicadores de desempenho na indústria petrolífera. Vale destacar pelo menos seis razões capazes de situar o assunto custos do E&P em 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 em águas profundas. Nessas condições, o tema competitividade em custos se coloca em uma posição de destaque. A complexidade do assunto requer a análise de aspectos das seguintes naturezas: econômicas, regulatórias, tecnológicas, geológicas e organizacionais. A compreensão desse fenômeno se amplia com base na utilização de ferramentas qualitativas e quantitativas.

A execução de projetos petrolíferos em áreas distantes da costa e em águas profundas é desafiadora. A intensidade de capital é elevada e a sua realização com custos em níveis competitivos requer a aquisição e manutenção de vantagens competitivas. Neste contexto, a pergunta nuclear que motivou este livro 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 em águas profundas?

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.

As respostas aos questionamentos propostos neste livro foram construídas, fundamentalmente, com base em três ferramentas de pesquisa. A primeira correspondeu à revisão bibliográfica. A segunda está baseada na análise de estatísticas descritivas, de modo que 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. Esse estudo enfatiza o papel da performance organizacional da petroleira no seu desempenho em custos. Essas duas abordagens serão realizadas na primeira parte do livro. O terceiro instrumento corresponde a um modelo econométrico, que será desenvolvido na segunda parte do livro. Na modelagem econométrica, o tipo de contrato constitui uma das variáveis testadas, o qual expressa parte dos aspectos regulatórios associados ao projeto. Por essa razão, serão testados também o papel dos

diferentes regimes regulatórios-fiscais (concessão e partilha) no desempenho em custos dos projetos.

Em linhas gerais, a primeira parte do livro discorre sobre as características centrais de um projeto de E&P em 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 etapa¹ 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 em 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. 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, neste livro, em 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 identificados 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.

Na segunda parte do livro, foi proposto um modelo empírico de custos de capital do *upstream* em 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 todo o livro 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 do livro.

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

¹ 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.

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 proposto neste livro envolveu, fundamentalmente, duas fases e alguns passos intermediários, conforme será detalhado ao longo da segunda parte do livro. 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.

Parte 1

Estrutura e Evolução dos Custos do Upstream em Águas Profundas

DESCRIÇÃO DA PARTE 1

Esta primeira parte do livro se propõe a analisar a distribuição dos custos de um projeto petrolífero e, em especial, a estrutura de custos de capital de um empreendimento *offshore* em 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. Nesta primeira parte do livro, esses elementos aparecem na forma de variáveis não controláveis pelas petroleiras, porque têm uma natureza macroeconômica ou setorial.

Ao longo deste livro, 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.

Esta primeira parte 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 em 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 nessa primeira parte 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 em 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.

Nesta parte do livro, 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, a primeira parte do livro é composta por três capítulos, além desta introdução (apresenta o debate) e da conclusão ao final deste primeiro bloco do livro. O primeiro capítulo 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. O segundo capítulo enfoca os custos médios por barril (CAPEX/BOE e OPEX/BOE). No terceiro capítulo são abordados principais fatores de mercado que condicionam os níveis de custos enfrentados pelas empresas petrolíferas. Ao final as conclusões são discutidas.

A Complexa Composição de um Projeto em 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 operacionais² (ADAM, 2011; BOLES e MAYHALL, 2006; TORDO, 2007; WRIGHT e GALLUN, 2008). A figura 1 mostra a estrutura de custos de um projeto *offshore* em águas profundas típico. Com destaque para os componentes de perfuração e completação, estrutura de produção, que incluem a plataforma, e os equipamentos de superfície (*topside facilities*) e as instalações submarinas (*subsea facilities*).

Figura 1 - 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 2 exemplifica o caso concreto da estrutura de custos do desenvolvimento dos campos Barracuda e

² Os custos de abandono também é uma categoria, mas com frequência é incluído junto ao *OPEX* do ultimo ano. No total de dispêndios a sua importância é pequena, mas os 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.

Caratinga no Brasil, sem incluir a fase de 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 2 - Distribuição percentual dos custos de desenvolvimento dos campos Barracuda e Caratinga, localizados em águas profundas brasileiras

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

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 3 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 anteprojeto); 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 3 - 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. 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 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, 2002; 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.

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; 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 1 - 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.

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 4.

Figura 4 - 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.

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 deste livro, 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 neste livro.

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 empreitada³. 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 significativos⁴. 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 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 trabalho⁵, 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

³ A sua forma de manifestação mais comum na IMP é o contrato de EPC *turnkey*.

⁴ 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.

⁵ Ela é fundamentada no tempo de execução ou de utilização de um equipamento específico.

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 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 economias⁶, 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 5, é o contrato de EPC (do inglês *Engineering, Procurement and Construction*) ou EPCI que inclui a fase de integração (do inglês, *Integration*).

Figura 5 - 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)

⁶ 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.

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 (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

dependem 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.

Planejamento de Projeto Requer Capacidade para Estimar Custos

INTRODUÇÃO

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 parapetreleiras, 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 a seguir.

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).

A compreensão do papel do OPEX num projeto é ampliada por intermédio de um modelo de fluxo de caixa descontado. Por meio dele é possível realizar 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).

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, WIBONKIJ-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; GOLDMAN, 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 neste livro 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 caixa⁷ 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.

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

⁷ Caso da Petrobras nos últimos anos. Fato que teria conduzido a uma queda mais acelerada da produtividade dos sistemas de produção por ela operados.

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 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; OSMUNDSEN e TVETERAS, 2003; PARENTE *et al.*, 2006).

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 6, 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 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 6 - 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 7 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 7 - 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.

2.4 CUSTO MÉDIO POR BARRIL PRODUZIDO (OPEX)

Já a figura 8 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 8 - 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 9 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 na segunda parte do livro.

Figura 9 - 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.

CAPÍTULO

03

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 10 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 10 - 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 infra-estrutura 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; WILLINGERS 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 11 mostra a alta correlação entre o preço do petróleo e o custo de descoberta e desenvolvimento.

Figura 11 - Custo de Equilíbrio de Descoberta e Desenvolvimento e Preço do Petróleo, por ano, entre 1977 e 2009

Fonte: FOSS - Bureau of Economic Geology Center of Energy Economics (2011)

Outros aspectos também influenciam os custos, mas não serão abordados em detalhes neste livro, 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 TRITOPOULOU, 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 seções 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 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.

3.1 PREÇO DO PETRÓLEO

O histórico dos preços internacionais do petróleo é marcado por bastante volatilidade⁸. 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,

⁸ Como se pode ver na figura 10 no capítulo 3, o tratamento desse tema pode ser encontrado em Narayan e Narayan (2007).

2011). Além disso, os custos⁹ 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 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 prazo¹⁰ da atividade petrolífera (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 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 demanda¹¹ em nível superior ao

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

incremento da oferta de insumos¹², 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.

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. 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 MOLICK, 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 seção.

¹² 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.

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 em 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 em 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.

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.

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 primeira parte do livro 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 desta primeira parte do livro serão apresentados dados da evolução dos custos de capital e de operação de projetos de E&P.

CONCLUSÃO

No decorrer desta primeira parte do livro procurou-se desenvolver uma análise a partir da estrutura de custos de um projeto. A configuração desta parte inicial 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 da primeira parte do livro 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.

Na próxima parte do livro, será desenvolvida uma 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 suprimentos¹³ 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 inócuos, 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

¹³ Essa disputa pelos fatores de produção também se manifesta no aumento dos salários.

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.

Outra constatação importante, que é corroborada pelo modelo apresentado na segunda parte do livro, 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, a primeira parte do livro 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.

Parte 2

Modelo Empírico de Custos de Projeto de Upstream em Águas Profundas

DESCRIÇÃO DA PARTE 2

Uma das questões norteadoras da discussão empreendida neste livro esteve centrada na possibilidade de as petroleiras se diferenciarem das demais com o intuito de adquirir e manter vantagens competitivas no *upstream* em águas profundas. O conceito de capacitações dinâmicas oferece duas alternativas de tratamento dessa diferenciação das empresas. 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 desta segunda parte do livro 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 neste livro.

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 deste livro 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 nesta segunda parte do livro, 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. Esta segunda parte do livro é composta por essa introdução e uma conclusão, bem como os capítulos quatro, cinco e seis do livro. No capítulo quatro se apresenta a revisão de literatura correlata ao tema, bem como se discorre sobre a base de dados e as variáveis utilizadas. O quinto capítulo trata da metodologia desenvolvida e dos resultados da primeira parte do processo de modelagem. No sexto capítulo estão indicados os resultados da segunda etapa de modelagem, os quais são apresentados e discutidos em conjunto com os apontamentos aportados da literatura revisada. Por fim, as conclusões são expostas.

CAPÍTULO

04

Fundamentação da análise empírica

4.1 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo 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 neste livro. 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 nesta segunda parte do livro, 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 terceiras 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).

No próximo capítulo, 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 deste livro 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 privilegiada¹⁴ 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, neste livro, 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.

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.

¹⁴ 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 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 também¹⁵ 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. 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 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 geri-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.

4.2 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 profundas¹⁶, 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 desta segunda parte do livro requereu a coleta de conjunto de dados de natureza técnica e econômica a respeito de projetos de petróleo e gás empreendidos em águas profundas.

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. Também por essa razão, o volume de literatura especializada 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.

¹⁵ Assim como o autor do presente livro.

¹⁶ Por águas profundas leia-se profundidade de lâmina d'água igual ou superior a 300 metros.

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.

A base de dados constituída para este livro conta com elementos de diversas fontes e inclui, por exemplo, dados da consultoria Quest *Offshore* e da *Rigzone*. 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 neste livro.

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 públicas¹⁷ e via publicações 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/produtividade no *upstream* do setor de petróleo e gás. Ao final desta segunda parte do livro, quando da discussão dos resultados parte dessas contribuições da literatura será abordada. As variáveis supramencionadas são úteis para ajudar a responder à pergunta sobre a eficiência em custo das firmas.

4.3 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 detém a maior parcela das ações do consórcio.

Um operador pode gerir vários projetos em diferentes países, mas 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.

¹⁷ Incluem-se agências reguladoras e outros órgãos estatais.

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.

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 em águas profundas. A tabela 2 resume os procedimentos, os objetivos e os respectivos resultados de cada técnica empregada.

Tabela 2 - Resumo dos Procedimentos Adotados

Técnica Empregada	Objetivo	Resultado
Regressão Quantílica, Regressão Linear e Teste t	Classificar a população em subpopulações (categorias). Especificar o modelo geral e efeito da Escala	Diferença significativa, estatisticamente entre “mais eficientes” e “menos eficientes”. Modelo está bem ajustado e com R ² alto.
Modelos para resposta binária: Probit e Logit	Identificar as fontes de heterogeneidade nos custos dos projetos de águas profundas	Relação positiva com custos: Preço do Petróleo e Duração do Desenvolvimento. Resultado estatisticamente significativo.

Fonte: Elaboração Própria

5.1 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 proposta no livro 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 (estatisticamente¹⁸ significativa) da eficiência em custos 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 12 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.

¹⁸ 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.

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 desta segunda parte do livro.

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 Bassett 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 propriedades¹⁹ de equivariância e robustez, o que corrobora e justifica o seu emprego para os propósitos citados (KOENKER, 2000 e KOENKER, BASSETT 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 12. 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) sub-populações. 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 12 é o resultado da divisão supramencionada.

Figura 12 - Sub-Populações com taus de $1/3$ da População

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.

¹⁹ Para maior aprofundamento ver Koenker (2000, pp.43-44) e Koenker, Bassett Jr.; 1982, em que elas se encontram muito bem explicadas.

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.

Neste livro, essa constitui a principal justificativa²⁰ para a utilização da regressão quantílica. A figura 13 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 13 - Regressão Quantílica

Fonte: Elaboração Própria

5.1 PRIMEIRA ETAPA: MODELO E VARIÁVEIS

O modelo de regressão linear é composto por:

Tabela 3 - Descrição das Variáveis

$$Produto = \beta_0 + \beta_1 Insumo + \gamma_1 Controle + \gamma_2 (Controle: Insumo) + \varepsilon$$

Produto = Log Natural do Custo Médio

Insumo = Log Natural da Reserva

Controle = Variável *Dummy* [1 se estiver no grupo das menos eficientes e 0 no grupo das mais eficientes]

[Controle:Insumo] = Interação [produto] entre Insumo e Controle

Fonte: Elaboração Própria

²⁰ 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.

5.1.1 RESULTADOS E MODELO LINEAR GERAL

Tabela 4 - Descrição das Variáveis

	Coefficiente	Erro Padrão	Significância
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

5.1.2 RESULTADOS DO MODELO LINEAR RESTRITO

Tabela 5 - Dummy de “deslocamento” [Controle] significativa

	Coefficiente	Erro Padrão	Significância
Intercepto	2.19962	0.17943	2e-16 ***
Controle	1.40052	0.06320	2e-16 ***
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

6.1 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 eficiente²¹.

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.

6.1.1 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:

$$p = \Lambda(x' \beta) = \frac{e^{x' \beta}}{1 + e^{x' \beta}}$$

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:

$$p = \Phi(x' \beta) = \int_{-\infty}^{x' \beta} \phi(z) dz$$

Onde:

$\phi(z) = (1/\sqrt{2\pi}) \exp(-z^2/2)$ é a função de densidade de uma variável normal padrão;

p = probabilidade de sucesso [dependente = 1].

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

²¹ 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.

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).

Neste livro, 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.

6.1.2 RESULTADOS DO MODELO PROBIT

Tabela 6 - Estimação dos Coeficientes das Variáveis de Controle

	Coeficiente	Erro Padrão	Estatística Z
PROF	-0.04 10 ⁻²	0.0	0.09
TEMPO	0.17	0.05	0.07 10 ^{-2***}
PREÇOP	0.02	0.06 10 ⁻¹	0.14 10 ^{-1*}
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.

6.1.3 RESULTADOS DO MODELO LOGIT

Tabela 7 - Estimação dos Coeficientes das Variáveis de Controle

	Coeficiente	Erro Padrão	Estatística Z
Profundidade	-0.67 10 ⁻³	0.41 10 ⁻³	0.1
TEMPO	0.28	0.09	0.13 10 ^{-2**}
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

6.1.4 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 8 - Resumo dos Resultados

	Obs = 0	Obs = 1
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 $\frac{1}{2}$, 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 projetos em 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 3.1, do terceiro 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.

6.2 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 replicar²² 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 do livro 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. Na segunda parte do livro, 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.

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. Esta segunda parte do livro se propôs a avaliar quais variáveis são relevantes e significativas para se explicar a *performance* em custos das empresas que executam projetos em 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 em 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 a águas ultraprofundas do que a 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 em águas rasas e em 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.

²² O termo FPSO replicante corresponde ao esforço para se aproveitar desenhos e conceitos em novos projetos.

Outro resultado não intuitivo que consitui uma contribuição deste livro 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 este livro.

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 sinificativos 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 na segunda parte do livro, 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 quantitativa.

Conclusão

A importância do tema deste livro 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.

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 deste livro.

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 dispendir 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, o livro 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 podem se expressar em seu desempenho em custos.

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 restringi-lo ao custo de capital do *upstream* em águas profundas. Essa estratégia circunscreveu a amostra de petroleiras a um grupo seleto 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.

Nos primeiros capítulos deste livro 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 estimativa 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 do livro verificamos que o desenvolvimento competência para gerir recursos críticos ajuda 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 na segunda parte do livro, 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 proibit 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 a águas ultraprofundas do que a águas profundas. Esses três últimos resultados não são intuitivos e merecem ser mais bem qualificados.

Bibliografia

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] ACHA, V. L. Framing the past and future: the development and deployment of technological capabilities by the oil majors in the upstream petroleum industry. SSRN, 2002.
- [4] ADAM VANN. *Offshore* Oil and Gas Development: Legal Framework Congressional Research Service, 2011.
- [5] ADELMAN, M. A. A review of Oil production capacity expansion costs for the Persian Gulf. 1996.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] AKINTOYE, A. Design and build: a survey of construction contractors' views. *Construction Management and Economics*, v. 12, n. 2, p. 155–163, 1994.
- [10] 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.
- [11] AL-DUBAIS, A. H. Change orders in construction projects in Saudi Arabia. unpublished MS Thesis, King Fahd University of Petroleum and Minerals, Dhahran, Saudi Arabia, 2000.
- [12] 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>>
- [13] 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>>
- [14] AYDIN, C. O. Sequential Investment Planning for Complex Oil Development Projects. [s.l.] Massachusetts Institute of Technology, Department of Civil and Environmental Engineering, 2008.
- [15] 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.
- [16] BABUSIAUX, Denis. Oil and gas exploration and production: reserves, costs, contracts. Editions Technip, 2007.
- [17] BACCARINI, D. The concept of project complexity—a review. *International Journal of Project Management*, v. 14, n. 4, p. 201–204., 1996.
- [18] BACCARINI, D. Understanding Project Cost Contingency—A Survey. *The Queensland University of Technology Research Week International Conference*. Anais... 2005.
- [19] 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.
- [20] BADIRU, A. B.; OSISANYA, S. O. Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach. [s.l.] CRC Press, 2013.
- [21] 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/ReIconsol-4de6.pdf>. Acesso em: 05 dezembro. 2009.

- [22] 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>>
- [23] 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>>
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] 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=SPE>>
- [27] 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.
- [28] 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>>
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] BEHRENBRUCH, P. *Offshore Oilfield Development Planning*. *Journal of Petroleum Technology*, v. 45, n. 8, p. 735–743, 1993.
- [32] 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>>
- [33] BENHAM, H.; MARIJIT, J. Contracting Basics To Deliver Projects In Today's Supply Market Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Anais... 2008.
- [34] 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.
- [35] 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.
- [36] 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.
- [37] BILS, M. The cyclical behavior of marginal cost and price. *The American Economic Review*, p. 838–855, 1987.
- [38] 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.
- [39] BLOOMBERG. Petrobras Hires 80% of Deepwater Rigs, Inflates Rent. 15 de maio de 2008.
- [40] BMO CAPITAL MARKETS. Oil & Gas Global Cost Study. BMO Capital Markets Research. 2012.
- [41] BMO CAPITAL MARKETS. Energy - Oil & Gas Producers - Market Perform. BMO Capital Markets Research. 2013.
- [42] BOSCHÉE, P. Challenges of Accurate Cost Estimation for Facilities. *Oil and Gas Facilities*, n. February, p. 14, 2012.
- [43] BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre (Ed.). *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts*. Editions Technip, 2011.
- [44] BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre e DOS SANTOS, Edmilson Moutinho. *Petróleo & Gás Natural: Como produzir e a que custo*. Synergia, 2011.

- [45] BRETT, J. F. How To Build Competent People. Talent & Technology, n. Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [46] 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>>
- [47] BUNNI, N. G. The Fidic Form of Contract: The Fourth Edition of the Red Book. [s.l.] Blackwell Science, 1997.
- [48] 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>>
- [49] CAMPBELL, C. J.; LAHERRÈRE, J. H. The end of cheap oil. Scientific American, v. 278, n. 3, p. 60–5, 1998.
- [50] 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.
- [51] 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>>
- [52] 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=SPE>>
- [53] 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.
- [54] 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>>
- [55] 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.
- [56] 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.
- [57] 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.
- [58] DAVIDSON, P. Crude Oil Prices: “Market Fundamentals” or Speculation? Challenge, v. 51, n. 4, p. 110–118, 1 jul. 2008.
- [59] 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.
- [60] DAY, M. D. Decommissioning of *Offshore* Oil and Gas Installations. In: Environmental Technology in the Oil Industry. [s.l.] Springer, 2008. p. 189–213.
- [61] 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.
- [62] DELFINER, P. Intelligent Exploration and Appraisal Program for a Multiprospect Development. SPE Economics & Management, v. 4, n. 2, p. 106–114, 2012.
- [63] 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>
- [64] 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=SPE>>
- [65] 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.

- [66] EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. Decommissioning of *Offshore* Oil and Gas Facilities: Decommissioning Scenarios: A Comparative Assessment Using Flow Analysis. March 2005. 2005.
- [67] EL-REEDY, M. A. *Offshore Structures: Design, Construction and Maintenance*. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2012.
- [68] ELSHAHAWI, H.; SENGUL, M. The future of partnering and alliancing SPE. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Anais...2000.
- [69] ERICKSON, T. J.; MORISON, R. Workforce Crisis: How to Beat the Coming Shortage of Skills And Talent. [s.l.] Harvard Business Press, 2006.
- [70] ERIKSEN, R.; SAUCIER, B. Selecting Cost-Effective and Safe Deepwater Completion Tieback Alternatives *Offshore Technology Conference*. Anais...Houston, Texas: 2000. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-12167-MS&societyCode=OTC>
- [71] 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.
- [72] 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.
- [73] FENG, S. *Upstream Oil and Gas Project Development Timing*. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Anais...2010.
- [74] FIDIC. FIDIC Users' Guide: A Practical Guide to the 1999 Red and Yellow Books. [s.l.] Thomas Telford, 2006.
- [75] FIGGIS, J.; STANDEN, A. Training skilled workers: Lessons from the oil and gas industry. [s.l.] NCVER, 2005.
- [76] 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
- [77] 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.
- [78] 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=SPE>
- [79] 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=SPE>. Acesso em: 25 mar. 2013.
- [80] 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=SPE>. Acesso em: 22 abr. 2013.
- [81] GERWICK, B. C. Construction of Marine And *Offshore* Structures. Technology & Engineering. CRC Press. 2007.
- [82] GHANDI, A.; LIN, C.-Y. C. Service Contracts around the World: A Review. 2013.
- [83] 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.
- [84] 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>
- [85] GOLUB, S. S. Oil Prices and Exchange Rates. *The Economic Journal*, v. 93, n. 371, p. 576-593, 1 set. 1983.
- [86] GOMES, C. Gestão de Custos na Produção de Petróleo na Petrobrás: Uma análise empírica. (Dissertação de Mestrado). Fundação Getúlio Vargas. 2008.
- [87] GOULD, L. *et al.* The workforce crisis in the *upstream* oil and gas sector. University of Houston, Global Energy Management Institute (April 2007), 2007.
- [88] 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=SPE>

- [89] 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>>
- [90] HALL, R. E. The relation between price and marginal cost in US industry. [s.l.] National Bureau of Economic Research Cambridge, Mass., USA, 1988.
- [91] 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.
- [92] HAMILTON, J. D. Understanding Crude Oil Prices. The Energy Journal, v. Volume 30, n. Number 2, p. 179–206, 2009.
- [93] HENDRICKSON, C.; AU, T. Project management for construction: Fundamental concepts for owners, engineers, architects, and builders. [s.l.] Chris Hendrickson, 1989.
- [94] HANSON, D. A. Increasing extraction costs and resource prices: Some further results. The Bell Journal of Economics, p. 335–342, 1980.
- [95] 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>
- [96] 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.
- [97] HENDRICKS, Kenneth; PORTER, Robert H. An empirical study of an auction with asymmetric information. The American Economic Review, p. 865–883, 1988. HERBERT, R. P. Drilling in the 90's: A Service Company Perspective SPE/IADC Drilling Conference. Anais...1991.
- [98] HSIEH, L. Chevron working to partner with contractors. Drilling contractor, 2006.
- [99] HUSE, J. A. Understanding and negotiating turnkey and EPC contracts. [s.l.] Sweet & Maxwell, 2002.
- [100] IADC. Compact, lightweight modular rigs offer built-in flexibility, cost savings up to 40%. Drilling Contractor, 2006.
- [101] 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.
- [102] IHS. Employment Outlook for African Americans and Latinos in the *Upstream* Oil and Natural Gas Industry. 2012. Disponível em: http://cymcdn.com/sites/www.nabj.org/resource/resmgr/mienergy/ihs_minority_labor_report-1-.pdf
- [103] 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.
- [104] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (EIA). World Energy Outlook. 2008.
- [105] 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. 1–6, 2008.
- [106] JACOBY, D. Optimal Supply Chain Management in Oil, Gas, and Power Generation. [s.l.] Pennwell Books, 2012.
- [107] 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.
- [108] 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>>
- [109] JONES, C. T. OPEC behaviour under falling prices: implications for cartel stability. The Energy Journal, p. 117–129, 1990.
- [110] JORION, P. The Exchange-Rate Exposure of U.S. Multinationals. The Journal of Business, v. 63, n. 3, p. 331–345, 1 jul. 1990.
- [111] 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.
- [112] 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.

- [113] KEOLANUI, G.; LUNDE, P.; JEANNIN, O. Modular or Turnkey FPSO; a World of Interfaces *Offshore Technology Conference*. Anais... 1998
- [114] 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=SPE>>. Acesso em: 22 abr. 2013.
- [115] 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.
- [116] 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>
- [117] 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>>
- [118] 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>>
- [119] 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.
- [120] LAUGHTON, D. The management of flexibility in the *upstream* petroleum industry. *The Energy Journal*, p. 83–114, 1998.
- [121] 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.
- [122] LOOTS, P.; CHARRETT, D. Practical Guide to Engineering and Construction Contracts. [s.l.] CCH Australia Limited, 2009.
- [123] LOTFIAN, F. *et al.* Pricing Policy in EPC Oil & Gas Projects. *International Journal of Trade, Economics and Finance*, v. 1, n. 2, 2010.
- [124] LUND, M. W. Valuing flexibility in *offshore* petroleum projects. *Annals of Operations Research*, v. 99, n. 1-4, p. 325–349, 2000.
- [125] 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>>
- [126] MAGROGAN, S. A. Measuring the Effects of a Step Change in the EPC Process. [s.l.] Virginia Polytechnic Institute and State University, 1998.
- [127] 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.
- [128] 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.
- [129] MARSHALL, D. W. Incentive Drilling Operations in Remote Locations SPE/IADC Drilling Conference. Anais... 1989.
- [130] 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.
- [131] MAZEEL, M. Petroleum Fiscal Systems and Contracts. [s.l.] Diplomica Verlag, 2010.
- [132] MCCRAY, A. Evaluation of Exploratory Drilling Ventures By Statistical Decision Methods. *Journal of Petroleum Technology*, v. 21, n. 9, set. 1969.
- [133] SANTOS, L. G. S. M. *et al.* Barracuda and caratinga development project. In: *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, 2005. Disponível em: < <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-17052-MS>>
- [134] MEENAN, P. A. Technical Aspects of Decommissioning *Offshore* Structures. In: *Decommissioning Offshore Structures*. [s.l.] Springer, 1998. p. 23–56.

- [135] 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.
- [136] MERROW, E. W. Industrial Megaprojects: Concepts, Strategies, and Practices for Success. [s.l.] John Wiley & Sons, 2011.
- [137] 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.
- [138] 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=SPE>>. Acesso em: 22 abr. 2013.
- [139] 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.
- [140] 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.
- [141] NKUAH, M. Y. Progress and *performance* control of a cost reimbursable construction contract. Cost engineering, v. 48, n. 5, p. 13–18, 2006.
- [142] 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, 2012. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-163005-MS&societyCode=SPE>>
- [143] ODS-PETRODATA. The outlook for *offshore* drilling. 2010
- [144] OFURHIE, M. M.; KISITO, D. Nigeria Deep *Offshore*: Appraisal of Activities from 1991 to 2001 and Future Challenges. World Petroleum Congress, 2002. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=WPC32102&societyCode=WPC>>
- [145] OIL & GAS UK. 2012 UKCS Workforce Demographics Report, 2012.
- [146] 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.
- [147] 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.
- [148] Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP). Informações gerais. 2006. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em Janeiro de 2012). OPEP
- [149] ORR, B.; MCVERRY, B. Talent management challenge in the oil and gas industry. Natural Gas & Electricity, n. Wiley Periodicals, 2007.
- [150] OSMUNDSEN, 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.
- [151] OSMUNDSEN, P.; TVETERÅS, R. Decommissioning of petroleum installations—major policy issues. Energy policy, v. 31, n. 15, p. 1579–1588, 2003.
- [152] OSMUNDSEN, Petter & Roll, Kristin Helen & Tveterås, Ragnar, 2010b. "Faster Drilling with Experience?," UiS Working Papers in Economics and Finance 2010/7, University of Stavanger.
- [153] PARENTE, V. *et al.* *Offshore* decommissioning issues: Deductibility and transferability. Energy Policy, v. 34, n. 15, p. 1992–2001, 2006.
- [154] PARRY, P. *et al.* Labour and skills crisis could stall oil and gas boom. Booz Allen Hamilton, 2006.
- [155] 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>>
- [156] PERRY, J. G.; THOMPSON, P. A.; WRIGHT, M. Target and Cost-Reimbursable Construction Contracts. Part B: Management and Financial Implications. 1982.
- [157] PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). Relatório de Atividades 2010, 2011, Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=cOZKR2JFNJAZ4IGRCZtBYw==> Acesso em 10 setembro 2011.
- [158] 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.

- [159] PIPPI, 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. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-142280-MS&societyCode=SPE>>
- [160] 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>
- [161] 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>>
- [162] 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.
- [163] RASHEED, W. Rig shortage prompts change in Petrobras strategy. *Drilling contractor*, 2006.
- [164] 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.
- [165] RESLER, C. A. Quantifying the Workforce Crisis in *Upstream* Oil and Gas. *Talent & Technology*, n. Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [166] RIGZONE. Analysis: Deepwater Discoveries, Production Still Critical to Reserve Base. 2010.
- [167] RIGZONE. Reduced Innovation Investment Concerns Industry Professionals –Survey. 08/09/2011. Disponível em: http://rigzone.com/news/article.asp?a_id=110810. Acesso em outubro de 2011.
- [168] ROBERTS, M. Abandonment (field decommissioning): the legal requirements *Offshore Technology Conference*. Anais...1994.
- [169] 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>>
- [170] 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.
- [171] 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
- [172] SAMA RUBIO, S. *et al.* Transformation and Change in Oil & Gas Production. SPE Intelligent Energy International, 2012.
- [173] 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>. Acesso em: 24 mar. 2013.
- [174] 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.
- [175] SEELEY, M. C. The Real-life Aspects of Managing a Lump Sum Contract. In: *Submersible Technology*. [s.l.] Springer, 1986. p. 71-75.
- [176] SERCEAU, A.; PELLEAU, R. The Girassol Development: Project Challenges *Offshore Technology Conference*. Anais... 2002.
- [177] 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.
- [178] 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.
- [179] 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.
- [180] SLEEZER, C. M.; DENNY, D. Strategies for Developing a High-Skilled Workforce. *Performance Improvement Quarterly*, v. 17, n. 1, p. 41-55, 2004.
- [181] 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.

- [182] 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=SPE>>
- [183] STURT, A. C. The Scale and Scope of Economics. [s.l.] Churinga Publishing, 1995.
- [184] 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.
- [185] TORDO, S. Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues. [s.l.] World Bank Publications, 2007.
- [186] TSOSKOUNOGLU, 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.
- [187] 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.
- [188] 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
- [189] WATKINS, G. C.; STREIFEL, S. S. World Crude Oil Resources: Evidence from Estimating Supply Functions for 41 Countries. [s.l.] World Bank Publications, 1997.
- [190] 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=SPE>>
- [191] WHITE, C. N. *et al.* Assessing The Operational Efficiency of Deep Water Production Systems *Offshore* Technology Conference. Anais... Houston, Texas: 1996. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-8183-MS&societyCode=OTC>>
- [192] 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>>
- [193] 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.
- [194] WRIGHT, C. J.; GALLUN, R. A. Fundamentals of Oil & Gas Accounting. [s.l.] PennWell Books, 2008.
- [195] 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>>
- [196] 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.
- [197] YATES, J. K. Construction competition and competitive strategies. *Journal of Management in Engineering*, v. 10, n. 1, p. 58–69, 1994.
- [198] 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.
- [199] 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.

Tabela 1 - Projetos Contemplados pela Base de Dados

País	Campo	País	Campo	País	Campo
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 Equat	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 2 - Projetos Contemplados pela Base de Dados

País	Campo	País	Campo	País	Campo
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	Yttergyta	United States	Kihev		
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

Agência Brasileira do ISBN

ISBN 978-85-7042-206-4

9 788570 422064