

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS EM ÁGUAS PROFUNDAS

Aspectos econômicos,
regulatórios e tecnológicos

THALES DE OLIVEIRA COSTA VIEGAS
LÍDIA SILVEIRA ARANTES



Editora Poisson



Organizadores

Thales de Oliveira Costa Viegas

Lídia Silveira Arantes

Exploração e Produção de Petróleo e Gás em águas
profundas:
Aspectos econômicos, regulatórios e tecnológicos

1ª Edição
Belo Horizonte
Poisson
2019

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

Msc. Valdiney Alves de Oliveira – Universidade Federal de Uberlândia

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

V658e Viegas, Thales Oliveira Costa

Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: aspectos econômicos, regulatórios e tecnológicos [livro eletrônico] / Thales Oliveira Costa Viegas, Lídia Silveira Arantes. -- Belo Horizonte : Editora Poisson, 2019.

72p. ; 2986 Kb

Formato: PDF

Requisitos do sistema: Adobe Digital Editions

Modo de acesso: World Wide Web

ISBN: 978-85-7042-182-1

DOI: 1036229/978-85-7042-182-1

Inclui referências

1. Petróleo e gás, 2. Produção de Petróleo e gás, 3. Recursos energéticos: exploração, 4. Marcos regulatórios. I. Viegas, Thales Oliveira Costa, II. Arantes, Lídia Silveira. III. Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: aspectos econômicos, regulatórios e tecnológicos.

CDU: 662.323

CDD: 344.810

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

Este livro é composto por um texto técnico-científico que se insere no campo das ciências sociais aplicadas e das engenharias. A obra se propõe a descrever as principais características econômicas, técnicas e regulatórias do setor de Petróleo e Gás, em geral, e das atividades de Exploração e Produção de hidrocarbonetos em Águas Profundas, em especial. Cumpre notar, que a indústria do petróleo é complexa e intensiva em conhecimento empírico e científico de várias áreas. Os requisitos de capital (volumes mínimos de investimento) são de elevada ordem de magnitude e o período de maturação dos projetos é, em média, relativamente longo.

A ampliação dos investimentos neste setor até meados da década de 2010 contribuiu, significativamente, para a formação bruta de capital fixo do Brasil, fomentou de diversos segmentos de atividades fabris e de serviços no país, bem como estimulou o crescimento econômico brasileiro. A crise econômica do Brasil deflagrada em 2014 guarda relações estreitas com as crises institucional, ética e financeira experimentadas pelo setor de Petróleo e Gás, em geral, e pela Petrobras, em particular, ao longo de alguns anos desde o seu estopim.

As recentes e grandes descobertas de reservas petrolíferas no Brasil explicitaram um universo de riquezas e oportunidades associadas à monetização desses hidrocarbonetos. Do ponto de vista tecnológico, as petroleiras e parapetroleiras promoveram a evolução do conhecimento e das competências técnicas necessárias para superar os óbices operacionais relativos à Exploração e Produção em ambientes hostis como o encontrado na camada Pré-sal. A Petrobras tem sido bem-sucedida em suas operações nos campos dessa natureza.

Contudo, são analogamente significativos os desafios econômicos e regulatórios associados à essas atividades produtivas. Primeiro, a elevada quantidade de capital investida em cada projeto petrolífero, não raro, requer captação de recursos via financiamento, que aumenta da alavancagem financeira da empresa. Segundo, existe uma pressão para que as petroleiras monetizem as suas reservas (as extraíam e as vendam) o quanto antes possível, uma vez que o mundo passa por um processo de transição energética em direção à predominância do consumo de energia elétrica e à produção de energia a partir de fontes renováveis. Entretanto, essa transição ainda deverá envolver algumas décadas e a oferta de energia tende a seguir dependendo, por algum tempo, dos combustíveis fósseis para atender a demanda da população.

Por fim, a compreensão a respeito das características do complexo industrial do petróleo é fundamental tendo em vista que o petróleo e o gás, além de combustíveis, são insumos para diversos produtos largamente utilizados pela população mundial. Neste sentido, diversas atividades econômicas, tecnologias, empregos, oportunidades de negócio estão associados à essa indústria secular, que emprega diferentes equipamentos e processos com elevada intensidade de conhecimento e tecnologia. Neste contexto, este livro se constitui em um bom guia para aqueles que desejam ter os seus primeiros contatos com os conhecimentos desta área.

SUMÁRIO

Introdução	06
Capítulo 1: caracterização técnica e econômica da indústria mundial do petróleo	09
Capítulo 2: Atuação das Petroleiras no E&P de Petróleo e Gás.....	18
Capítulo 3: Regulação no Upstream do Petróleo e Gás.....	26
Capítulo 4: Tecnologias de E&P de Petróleo e Gás em Águas Profundas	32
Capítulo 5: Evolução da Exploração e Produção em Águas Profundas	46
Considerações Finais	61
Bibliografia	65



Introdução

1 INTRODUÇÃO

As características técnico-econômicas e regulatórias são centrais nas atividades de exploração e extração de petróleo e gás. Diante do desafio de se realizar projetos de E&P em águas profundas, o presente livro se propõe a investigar os aspectos que influenciam a execução, técnica e economicamente viável, desses empreendimentos. Este trabalho trata dos elementos que determinam a capacidade das petroleiras de executar projetos de petróleo e gás, de águas profundas, com custos inferiores àqueles incorridos, na média, em empreendimentos petrolíferos de natureza similar e comparáveis. Em outros termos, procura-se identificar se algumas petroleiras podem adquirir vantagens competitivas, em relação às demais, no que se refere aos custos de investimento em projetos *offshore* em águas profundas.

Este livro discute a natureza complexa da indústria do petróleo e gás, com destaque para a diversidade dos aspectos geológicos e para a relação entre os elementos institucionais e os custos da atividade petrolífera. Também discorre sobre a configuração do segmento da indústria correspondente ao *offshore* de águas profundas. Nessa parte do texto, são destacados os elementos relativos à dinâmica da tecnologia e do mercado, que podem apresentar implicações em custos.

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

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

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

As decisões de investimento relativas a um projeto executado no âmbito do regime de partilha estão sujeitas à aprovação/influência da empresa nacional que representa o Estado hospedeiro. Os custos também podem estar sujeitos a limites impostos, a fim de desestimular a eficiência da firma contratada para executar e operar o projeto. Nessas condições, poderia haver um ruído (que influenciaria) nas decisões de investimento das petroleiras.

A tecnologia constitui outro aspecto complexo, na medida em que envolve um amplo conjunto de conceitos técnicos, equipamentos e dispositivos em constante evolução. Algumas das principais tecnologias empregadas no *upstream* de águas profundas também são abordadas no livro. Como existem diversos processos, sistemas e subsistemas (máquinas, equipamentos, suas partes e subpartes) que constituem ou contêm tecnologias, de alguma maneira, optou-se por tratar de alguns itens de importância central e daqueles que passaram por importantes avanços. Vale salientar que não seria possível contemplar todo o universo de tecnologias (processos, produtos ou serviços) que poderiam influenciar os custos de modo significativo. Ainda assim, procurou-se apresentar alguns conceitos tecnológicos consolidados e outros em contínua evolução, que são empregados em águas profundas.

Ao longo do livro, o processo de aprendizagem tecnológica é tratado contemplando as maneiras pelas quais as empresas absorvem tecnologia, e realizam esforços de inovação. Tais iniciativas atuam no sentido de aprimorar as competências e o domínio tecnológico das firmas, relativos a determinado conjunto de materiais, equipamentos e processos. Grande parte da literatura de economia industrial aborda o tema capacidade tecnológica a partir de métricas como esforços de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e patentes, por exemplo. Contudo, a literatura aplicada à indústria do petróleo e gás, revisada no primeiro capítulo, apontou que a utilização de tais elementos, para este setor, não serviriam para indicar a

capacidade tecnológica de uma petroleira. Os investimentos em P&D foram apontados para indicar as petroleiras que mais direcionam recursos para tal atividade. Também serviram para sublinhar a importância crescente dos esforços inovativos das empresas fornecedoras e prestadoras de serviços especializados — as parapetroleiras.

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

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

A análise dos dados relativos às margens de lucro e ao ritmo de crescimento da oferta (dos investimentos), nos distintos segmentos da indústria parapetrolífera, ajuda a compreender a dinâmica dos preços dos bens e serviços empregados no setor, que correspondem aos custos de aquisição de suprimentos, do ponto de vista das petroleiras.

Em resumo, este livro aborda os conceitos teóricos úteis que se aplicam aos aspectos técnicos e econômicos que caracterizam o setor. Além disso, eles abordam dimensões tecnológicas, institucionais e de mercado que afetam a economicidade dos projetos petrolíferos em águas profundas.

1

*Caracterização Técnica e
Econômica da Indústria
Mundial do Petróleo*

A Indústria Mundial do Petróleo (IMP) utiliza equipamentos e técnicas com densidade tecnológica, particularmente no ambiente exploratório de águas profundas, em que a fronteira da tecnologia se utiliza de conhecimentos científicos e tecnológicos de diferentes áreas do conhecimento, que são desenvolvidos nos âmbitos intra-firma e intra-industrial. As empresas precisam adquirir e manter capacitações dinâmicas (competências que evoluem ao longo do tempo diante das necessidades e desafios enfrentados), relacionadas não somente a aspectos tecnológicos mas também regulatórios e organizacionais. O setor em tela é complexo e enfrenta mudanças cíclicas em variáveis de mercado relevantes. Ele também possui nichos com nuances técnicas e ritmos de mudanças tecnológicas suficientes para exigir significativa capacidade de absorção e adaptação das empresas.

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

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

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

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

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

O objetivo principal deste capítulo, por fim, é discutir as características gerais e complexas da indústria do petróleo e gás que são relevantes para a análise econômica desse segmento de exploração e produção em águas profundas. Ao final deste livro, espera-se que o leitor tenha ainda maior clareza a respeito da complexidade do setor, bem como dos desafios da análise da indústria, em sua totalidade, e do *upstream* de águas profundas, em particular.

Este capítulo é composto por cinco seções. A primeira trata das características técnicas e econômicas do petróleo. A segunda aponta os principais ambientes exploratórios. Na terceira parte, uma primeira figura sobre a complexidade do setor é oferecida. A quarta seção mostra os diferentes tipos de empresas que atuam no *upstream* do petróleo e gás, bem como conceitua o *downstream*. Na quinta parte, é descrita a tendência à integração vertical entre as grandes petroleiras.

1.1 CARACTERIZAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO

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

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

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

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

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

- I. **Os tipos de hidrocarbonetos predominantes.** No óleo de base parafínica os hidrocarbonetos saturados de cadeia aberta são predominantes. Já o óleo de base naftênica tem hidrocarbonetos cíclicos saturados e geram um resíduo asfáltico. Enquanto no óleo de base aromática contém hidrocarbonetos que não são saturados (aromáticos), assim como o tolueno e o benzeno. Ele é ideal para a produção de derivados voltados para o setor petroquímico. Neste sentido, conforme o tipo de hidrocarboneto predominante no óleo cru, distintos tipos de derivados podem ser obtidos a partir dele.
- II. **A densidade do óleo.** É medida por um indicador denominado API (American Petroleum Institute). De acordo com o grau API, os óleos podem ser classificados em leves, médios ou pesados, conforme se pode verificar na tabela 1. Os óleos leves possuem um grau API acima de 30. A categoria de óleos médios está entre 21 e 30. Por fim, a classificação dos óleos pesados é nos

casos abaixo de 21 API. Quanto mais leve mais valorizado é o óleo porque eles podem produzir uma maior quantidade de derivados de valor de mercado mais elevado (GLP e gasolina), com tecnologias de refino com maior simplicidade e menor custo.

- III. **O teor de enxofre.** Quando o o óleo contém pouco enxofre ele é denominado como “doces” (*sweet*), do contrário ele seria “ácidos” (*sour*). O óleo com menor conteúdo de enxofre são mais valorizados, uma vez que o enxofre pode gerar chuva ácida. As despesas com refino são maiores nos casos de óleos ácidos diante dos processos necessários para eliminar o enxofre, de modo a permitir a produção de derivados conforme as especificações ambientais.

Quadro 1 – Classificação do Petróleo segundo o Grau API

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

Fonte: elaboração própria

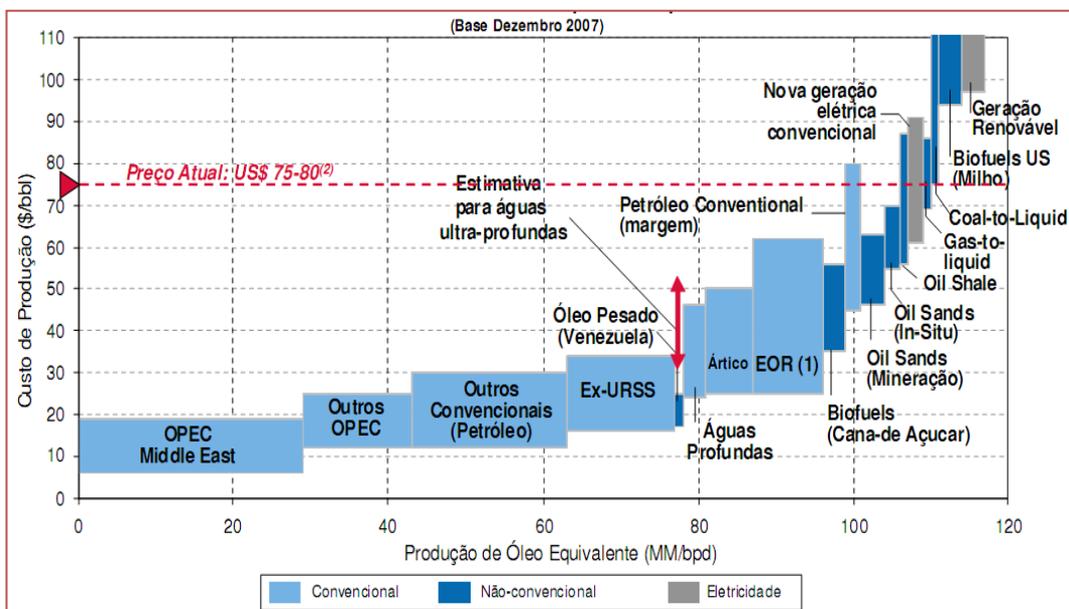
Na prática, os óleos crus extraídos de diferentes reservatórios podem se diferenciar quanto aos seguintes aspectos, por exemplo: i) coloração (preto, castanho ou castanho claro); ii) densidade; iii) viscosidade; iv) intensidade de liberação de gás (DREWA, 1998). Não raro, os óleos de colorações mais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

1.2 TIPOS DE AMBIENTES EXPLORATÓRIOS E RESERVATÓRIOS

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

A figura 1 mostra a curva de custo de diferentes fontes de hidrocarbonetos. De acordo com estimativas da Agência Internacional de Energia (Energy International Agency - EIA), os hidrocarbonetos produzidos estavam em uma faixa de baixos custos de produção. Na mesma situação estariam grande parte das reservas de países da OPEP (ou OPEC, em inglês), especialmente na região do Oriente Médio e outras reservas de petróleo convencional. Trata-se de grandes volumes de recursos naturais. Em um patamar de custos superior se encontrariam reservas em águas profundas e ultraprofundas. Também se verificam aqueles volumes de hidrocarbonetos, passíveis de serem produzidos a partir da recuperação avançada, com base em diferentes métodos. Os hidrocarbonetos pesados e de xisto, bem como o gás e o carvão transformados em líquidos envolvem grandes volumes de recursos, mas também se encontram em patamares superiores de custos. Em seguida descrevemos os principais ambientes exploratórios.

Figura 1 - Curva de custos de oferta de longo prazo de petróleo e outros energéticos



1) Recuperação Avançada de Petróleo; 2) Novembro/09

Fonte: ONIP (2010)

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

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

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

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

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

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

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

Esse é o ambiente onde é possível produzir petróleo empregando recursos tecnológicos mais simples (CAIRNS; ROGERS, 2004).

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

Os *reservatórios* de hidrocarbonetos denominados *convencionais* podem ser de gás associado ou não associado. Quando a sua ocorrência é de gás natural associado, parte dos hidrocarbonetos produzidos se constitui em gás natural. Nesse caso, o gás é um subproduto, porque o petróleo é o bem mais valioso, portanto, a prioridade da extração (DEVEREUX, 1998). Caso o reservatório seja de gás associado, a produção dele resultante é predominantemente de petróleo.

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

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

1.3 COMPLEXIDADE DOS ASPECTOS TÉCNICOS-ECONÔMICOS DO SETOR

Até aqui demonstramos as várias maneiras pelas quais o petróleo pode se apresentar e os principais ambientes exploratórios de onde os hidrocarbonetos podem ser extraídos. Esses aspectos introdutórios dão as primeiras pistas de que a indústria do petróleo pode ser caracterizada menos pelas semelhanças entre os seus elementos constituintes, senão, muito mais, pelas suas diferenças, que se manifestam de inúmeras maneiras. Apontamos a primeira delas, a saber, o próprio petróleo, com características distintas de acordo com a sua origem. Na verdade, as propriedades químicas de composição de hidratos de carbono constituem os elos de união entre os hidrocarbonetos que denominamos de petróleo, como sendo um produto homogêneo¹.

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

¹ Do ponto de vista econômico o petróleo é considerado homogêneo, na condição de commodity comercializada internacionalmente. No entanto, existem diferentes misturas (ou correntes) de referência, que são denominados petróleo marcador (ou de referência). Exemplo: as propriedades das correntes de petróleo extraídas no Brasil até então indicavam se tratar de um produto de menor qualidade quando comparado ao Árabe Leve, WTI ou Brent. Então, a precificação do petróleo brasileiro seria feita com base em um desconto em relação a esses tipos de petróleo marcadores.

1.4 PRINCIPAIS SEGMENTOS DE ATUAÇÃO AO LONGO DA CADEIA

A cadeia do petróleo possui dois componentes principais. O primeiro é o *upstream* que envolve as atividades de exploração e produção (extração) de petróleo bruto. O segundo² é o *downstream*, em que o petróleo é refinado e em seguida é distribuído na forma de derivados do produto. Vale lembrar que este livro está centrado no *Upstream* do petróleo, particularmente, associado a projetos de águas profundas.

1.4.1 UPSTREAM

A indústria do petróleo é composta por diversas etapas que envolvem a produção do petróleo cru até a comercialização de derivados. A etapa de extração do produto bruto é denominada *Upstream*³. Nela as petrolíferas exploraram áreas com potencial de descoberta. Quando encontram indícios da existência de petróleo elas perfuram novos poços para avaliar se existe volume em quantidade comercial.

Caso o resultado da exploração seja positivo as empresas de petróleo elaboram um projeto de engenharia a fim de desenvolver a infraestrutura adequada para extrair os hidrocarbonetos. O ritmo e o período de produção dependem das características do reservatório e da estratégia da empresa. Quanto maior o tamanho das reservas maior tende a ser a vida útil do projeto, maior a capacidade de aproveitar ganhos de escala e reduzir os custos fixos unitários dos hidrocarbonetos extraídos. Na movimentação de petróleo e gás se verificam economias geométricas de escala. Quanto maiores forem os volumes transportados menores serão os custos unitários desse serviço. À medida que o diâmetro do duto se eleva, crescem os seus custos de construção e manutenção, mas em proporção menor às economias geradas pelo maior diâmetro (CLO, 2000).

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

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

Vale lembrar que gás separado pode ser utilizado como combustível na unidade de extração de hidrocarbonetos, também é possível reinjetá-lo (gás de *lift*) para aumentar a recuperação de petróleo. Ele também pode ser transportado até o consumidor final⁴. Quando a construção da infraestrutura de transporte não é viável economicamente o gás pode até ser queimado, mas essa alternativa é limitada ou proibida em certos países produtores. Diante da menor densidade do gás e de seu estado físico natural, o seu processamento e transporte tendem a ser mais onerosos. Isso aponta para o fato de que projetos em que as reservas de gás são predominantes, os custos a ele associados tenderão a ser superiores. Por fim, cabe salientar que o segmento de *upstream* será abordado em maiores pormenores ao longo do livro, especialmente, no que se refere às atividades de E&P realizadas em águas profundas e ultraprofundas.

² Vale mencionar que, eventualmente o elo de transporte de petróleo e gás é tratado como *midstream*, o que é mais frequente na indústria do gás natural.

³ O tratamento do tema *upstream* do petróleo também é realizado por (Vactor, 2010) e (Falola, 2005).

⁴ Para mais detalhes das fases subsequentes de transporte e processamento de gás ver Mokhtab e Poe (2012).

1.4.2 DOWNSTREAM

Depois que o petróleo é produzido, pré-tratado e transportado, a fase seguinte da cadeia do petróleo é aquela em que se realiza o refino do petróleo e a distribuição dos derivados. O processo de refino pode variar significativamente de acordo com as características do petróleo. Quanto menos favorável for a qualidade do petróleo, mais complexa⁵ tem de ser a refinaria. A transformação de correntes de petróleo de baixa qualidade em derivados de alta qualidade requer unidades de tratamento que podem ser onerosas (ZKLO, 2008, p. 99-100). Significa dizer que os custos do refino guardam relação inversa com a qualidade do petróleo. Essa é razão básica pela qual um tipo de petróleo de baixa qualidade deveria possuir menor preço de mercado, quando comparado àquele com características naturais mais apropriadas para a conversão em derivados leves de maior valor agregado.

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

1.5 INTEGRAÇÃO VERTICAL PREDOMINA ENTRE GRANDES PETROLEIRAS

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

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

Na história da Indústria Mundial do Petróleo (IMP) é possível identificar um predomínio da tendência à integração vertical. No entanto, os processos de integração e desintegração vertical se comportam como pêndulos nessa indústria. Em determinados momentos as empresas privilegiam um dos movimentos, mas, em outros, privilegiam a direção oposta. Como nos ensina Chandler; Hikino e Chandler (2009), Sturt (1995) e Teece (1993), os benefícios oriundos da integração vertical passam pelo aproveitamento de economias de escala e de escopo, bem como pela garantia de suprimento, de acesso aos mercados e de aproveitamento de sinergias, inclusive de natureza fiscal⁶.

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

⁵ As refinarias são planejadas para receber determinada mistura de petróleo, de modo que uma empresa integrada verticalmente pode construir unidades de refino adequadas para o tipo de petróleo que produzem. Quando a organização não dispõe da mistura adequada ao seu parque de refino, ela tem de adquirir correntes que se ajustem às suas necessidades, ainda que seja apenas para misturar ao petróleo que ela mesma produz.

⁶ No Brasil o sistema tributário inside em cascata, assim, a empresa integrada se beneficia da economia com impostos ao longo da cadeia produtiva, pois em seu decurso até o consumidor final não há transações, senão transferências internas entre unidades da mesma empresa. Quando vende o produto final a empresa não precisa pagar novamente o imposto referente ao valor do insumo que ela produziu e sobre o qual já pagou imposto no elo anterior da cadeia.

condições, poderia ser inapropriado, por exemplo, realizar esforços de estimação que contemplem dados da totalidade da indústria, sem ponderar as especificidades dos seus principais segmentos e dimensões específicas. No próximo capítulo serão discutidos os distintos papéis desempenhados pelas empresas petrolíferas nessas duas principais fases da cadeia.

2

*Atuação das petroleiras no
E&P de petróleo e gás*

Na prática, o processo produtivo do petróleo bruto pode ocorrer em condições bem distintas. As diferenças podem ser marcantes em termos de, a saber: i) ambientes exploratórios, ii) riscos envolvidos; iii) técnicas e equipamentos utilizados; iv) as capacitações empresariais requeridas; v) a estrutura de custos; vi) qualidade do hidrocarbonetos; vii) arcabouço jurídico-fiscal que regula a produção. Esses aspectos serão abordados com mais profundidade ao longo dos próximos capítulos. Este capítulo, em particular, é composto por três seções. Na primeira se discute a importância do acesso a recursos e da diferenciação estratégia para o bom desempenho das petroleiras. A segunda levanta as heterogeneidades associadas às distintas regiões em que se explora e produz petróleo. A terceira parte introduz parte dos aspectos institucionais que afetam e são afetadas pela estrutura e ambiente de custos de um país.

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

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

A indústria do petróleo vem crescendo e, nos últimos anos o número de empresas no setor aumentou bastante. Alguns papéis tradicionais foram repaginados, de modo que partes dessas empresas não se preocupam em atuar como operadoras, senão como investidoras em consórcios de exploração e produção de hidrocarbonetos. Em 2000 havia cerca de 500 *players* atuando no E&P, enquanto em 2011 esse número chegou a 1.000 (SANDREA E ENFIELD, 2012).

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

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

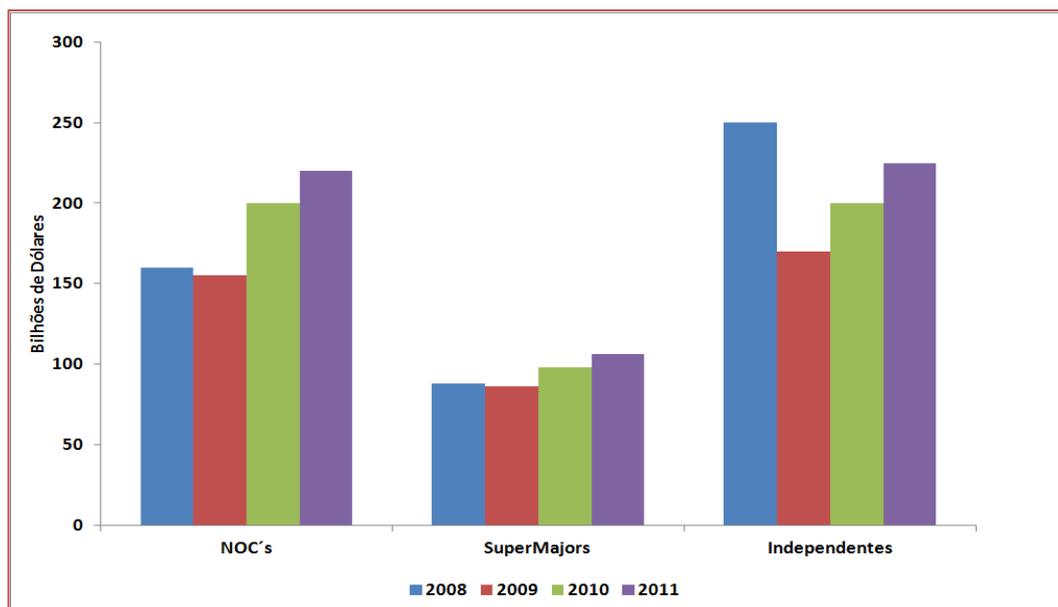
International Oil Companies (IOC's). Em geral são empresas integradas e de capital aberto. São petroleiras de grande porte que atuam em distintas regiões. No interior desse grupo as seis maiores empresas são denominadas *supermajors*, a saber: BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Royal Dutch Shell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

Independent Companies. São empresas que costumam estar focadas na fase de E&P de petróleo. Elas podem ser grandes ou pequenas, mas não raro possuem menor porte que as demais e, a princípio, disporiam de menos capital para investir em grandes projetos *offshore* e de desenvolvimento tecnológico. Na Figura 2 está representada a evolução dos gastos de capital no *upstream* realizados pelos referidos grupos de empresas petroleiras, no qual se pode constatar que o nível dos investimentos das Independentes e das NOC's se encontra em patamar semelhante. No entanto, os valores dos orçamentos de capital das NOC's foram os que mais cresceram entre 2008-2011.

Na última década algumas empresas mereceram ser salientadas, a saber: i) as empresas que se consolidaram via processo de fusão e aquisição, nas quais inclui as NOC's asiáticas e a Statoil; ii) a Petrobras e as Independentes que se destacaram na atividade exploratória; iii) as Independentes que dominaram os não-convencionais; iv) as NOC's que passaram a dominar a maior parte das reservas

mundiais e da produção mundial. Estas lograram a liderança em parte dos instrumentos de métrica de desempenho usadas no setor, tais como: i) relação reserva por produção (R/P); ii) taxa de reposição de reservas e; iii) custo de descoberta e desenvolvimento, medidos por barril equivalente de petróleo; somente para citar alguns exemplos (VICTOR, 2007; VIVODA, 2009).

Figura 2 - Capex por Categoria de Petroleira



Fonte: EIA (2008)

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

2.1 ACESSO A RECURSOS E DIFERENCIAÇÃO ESTRATÉGICA

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

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

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

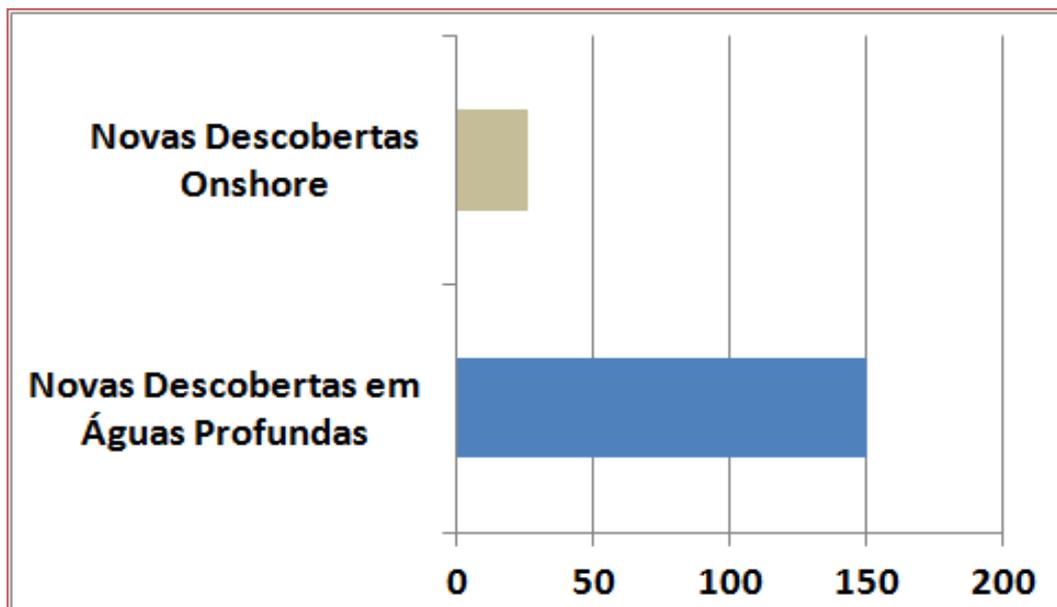
ou inviáveis economicamente, passaram a ser objeto de maior interesse e se tornaram reservas economicamente recuperáveis (PRIEST,2007; AUSTIN, 2004).

Quando comparadas às atividades realizadas em terra (*onshore*) as diferenças são ainda mais marcantes, por isso as categorias *offshore* e *onshore* podem ser tratadas como sendo praticamente dois setores distintos. Neste último estão localizadas as jazidas em que o custo de exploração costuma ser bem menor diante da maior facilidade de se extrair o petróleo. Entretanto, há uma pequena disponibilidade de recursos convencionais, localizados em ambientes *onshore*, ainda por serem descobertos. Por isso se diz que o petróleo barato está escasso - praticamente indisponível para ser encontrado, como fica claro na Figura 3. A figura mostra a média de tamanho das novas descobertas realizadas em ambiente *onshore* em comparação com *offshore* de profundidade superior a 200 metros.

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

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

Figura 3 - Tamanho médio das descobertas em 2009, por profundidade, em milhões de barris de petróleo equivalente



Fonte: Rigzone (2010)

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

2.2 HETEROGENEIDADES ASSOCIADAS AO ASPECTO REGIONAL

Os hidrocarbonetos se formaram de maneira desigual ao redor do mundo. Por isso, eles estão distribuídos de forma heterogênea entre os territórios nacionais⁷. Enquanto em certas regiões do mundo existe abundância de petróleo que pode ser extraída de forma relativamente fácil e barata, em outras regiões, a magnitude de petróleo que se pode produzir é menor e em muitas situações a obtenção é mais onerosa, como são os casos da exploração *offshore* em águas profundas e a extração de petróleo não convencional.

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

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

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

Diante dessa dificuldade de acesso aos recursos de hidrocarbonetos localizados em países da OPEP, especialmente aqueles detentores de grandes reservas, as OIC's passaram a se posicionar crescentemente no *offshore* profundo, particularmente nos países em que as empresas podiam desenvolver as reservas a partir de sua lógica própria. A maioria dos recursos ainda não explorados nos países da OPEP está sob o controle de seus governos por meio das empresas nacionais de petróleo (NOC's). Resultado: as *supermajors* do petróleo têm dificuldade para renovar reservas e aumentar a produção.

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

Ademais, é preciso salientar a presença de importante heterogeneidade de Estruturas de Custos e Rendas Petrolíferas. A desigualdade distributiva das reservas - tanto em termos de quantidade quanto de qualidade, gera significativas diferenças na estrutura de custos de produção entre as firmas e os mercados. De acordo com Adelman (1992, p.151), em 1978, os custos médios de capital para a exploração do petróleo na Arábia Saudita eram de cerca de dez "cents" por barril, enquanto nos Estados Unidos era de aproximadamente oito dólares por barril. A maior parte das reservas de hidrocarbonetos está localizada nos países do Oriente Médio, onde a extração é mais barata. As vantagens absolutas de custo de produção das áreas do Oriente Médio são, portanto, significativas. Os produtores da região auferem as maiores rendas extraordinárias no interior da indústria.

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

⁷ Dados sobre distribuição de reservas podem ser encontrado em BP Statistics. Este tema também é tratado por (VACTOR, 2010, p. 23-25) e (ALMEIDA; JUNIOR; BOMTEMPO, 2007).

Vale lembrar que os preços do petróleo se formam no mercado internacional e podem se situar acima dos custos de produção. Esse contexto configura a condição necessária para a obtenção de rendas extraordinárias. Deriva-se daí o interesse do Estado, em qualquer país produtor, de criar mecanismos de repartição da renda. Vale lembrar que quando os preços sobem, a renda petrolífera gerada aumenta. Nos anos 2000 diversos fatores contribuíram para intensificar a volatilidade dos preços do petróleo. As mudanças nessa importante variável passaram a ocorrer com mais frequência, velocidade e intensidade. Preços maiores geram rendas elevadas, mas também tendem a implicar em maiores custos para os novos investimentos em exploração e desenvolvimento de reservas.

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

2.3 IMPORTÂNCIA DOS ASPECTOS INSTITUCIONAIS NO UPSTREAM

A indústria do petróleo e gás desperta grande interesse diante da sua natureza estratégica, enquanto insumo básico para a economia, assim como pela possibilidade de geração de rendas extraordinárias com a produção de petróleo e gás. Por essa razão, os Estados hospedeiros costumam consituir arranjos contratuais de acordo com o(s) regime(s) regulatório-fiscal que for(em) adotado(s). O intuito é se apropriar de uma parte da renda petrolífera extraordinária que se espera obter no E&P, especificamente. Contudo, arcabouços institucionais inapropriados de um país podem gerar incentivos inadequados para os investimentos⁸ e reduzir a atratividade dos investimentos de empresas petrolíferas, caso a parte da renda capturada pelo Estado comprometa os retornos minimamente desajáveis da empresa investidora.

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

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

Há uma propensão de alguns Estados Nacionais a obter alto *government take* das atividades de *upstream*. Por esse motivo um leitor desavisado pode pensar que os custos não consitui um tema de destaque para esse setor, tendo em vista que corresponderiam a uma pequena parcela do petróleo, em cenários de preço favoráveis ao produtor, como aqueles que predominaram a partir da segunda metade dos anos 2000. Entretanto, o que se deve depreender dessa situação é exatamente o contrário. Quanto maiores forem as participações governamentais em um país ou sob determinado contrato, mais elevada será a importância do desempenho e da competitividade em custos das petroleiras. Firms que apresentarem vantagens

⁸ Limites de recuperação de custos estabelecidos em níveis inadequados podem gerar incentivos deturpados. Seja por estreitar as margens de decisão do operador, dificultando a otimização da produção, ou mesmo por não criar qualquer incentivo à eficiência em custos na execução do projeto.

competitivas nesse aspecto poderão aproveitar melhor as oportunidades e eventualmente terão possibilidade de manter a capacidade de investir em mega projetos, quando se tratar de firmas de grande porte.

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

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

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

O modelo de Concessão é o mais antigo e, portanto, mais difundido entre os países produtores de petróleo e gás, seguido do regime de Partilha. Não raro os contratos de concessão são utilizados em regiões de maior risco exploratório. A empresa ganhadora do leilão de concessão tem direito à explorar na medida em que cumpra os requisitos técnicos e pague as taxas correspondentes ao petróleo produzido. Na concessão a empresa tem os maiores incentivos para operar com desempenho competitivo em custos, pois ela arca sozinha com os custos. Ele é largamente utilizado em países com instituições mais maduras, onde, não raro, o risco exploratório é maior.

Os arcabouços jurídico-regulatórios⁹ que permitem a participação de firmas privadas nas atividades de exploração e produção de petróleo podem ser segmentados em duas categorias: 1) Sistema de Concessões que possibilita às empresas concessionárias a apropriação privada dos recursos minerais produzidos, após o pagamento das referidas modalidades de participações governamentais; e 2) Sistemas contratuais remuneratórios ou compensatórios, nos quais o Estado retém a propriedade dos hidrocarbonetos, depois de extraídos. Este último, por seu turno, se manifesta em duas modalidades de contratos: i) o Contrato de prestação de Serviços (com risco ou sem ele); ii) o Contrato de Partilha da Produção (do inglês, Production Share Contract – PSC - ou Production Share Agreement - PSA).

Por intermédio do Contrato de Concessão, o Estado confere à empresa concessionária o direito de explorar e produzir petróleo. Ela assume os custos e riscos de todo o processo, sem interferência e grande controle do governo nas atividades de E&P. A propriedade dos hidrocarbonetos contidos no subsolo, geralmente, é do Estado¹⁰. Caso haja descoberta de volumes comerciais e as reservas sejam desenvolvidas, a propriedade do petróleo e gás extraídos passa a ser da empresa contratada, após o devido pagamento dos impostos, royalties e demais contribuições estabelecidas no contrato de concessão. A partir de então ela pode comercializar todo o óleo extraído.

Já os contratos de Prestação de Serviços ou de Partilha da Produção não envolvem a transferência da titularidade dos recursos pelo Estado. Não raro, estes contratos requerem a participação de uma empresa petrolífera estatal, que representa o Estado nas relações com as empresas contratadas. No caso dos contratos de Prestação de Serviços a empresa privada é contratada pela companhia estatal para realizar, parcialmente, ou em sua totalidade, os trabalhos necessários às etapas de Exploração e Produção. A

⁹ Para um maior detalhamento sobre as diferenças nas estruturas conceituais dos distintos arranjos institucionais, legais e fiscais, ver os seguintes autores: Meurs (1971), Johnston (1994), Tordo (2007) e Tolmasquim & Pinto Jr (2012).

¹⁰ Exceção se faz a alguns países como, por exemplo, Estados Unidos e Inglaterra, que adotam o sistema fundiário (ou regime de concessão), o qual também confere ao proprietário do solo a propriedade do subsolo (MENEZELLO, 2000; PIRES, 2000).

empresa contratada recebe uma compensação pelos serviços prestados. Esse pagamento pode ocorrer em óleo ou em dinheiro (TORDO, 2007, p. 28).

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

3

*Regulação no upstream do
petróleo e gás*

Este capítulo é composto por três seções. A primeira caracteriza o Regime de Concessão. O segundo aborda as características relevantes do Regime de Partilha. Por fim, a terceira seção realiza uma análise comparativa do impacto nos custos associados a cada um dos regimes regulatórios do E&P de Petróleo e Gás.

3.1 CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DO REGIME DE CONCESSÃO

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

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

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

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

A existência de obrigações da atividade petrolífera que requeiram a utilização de dados de custos para o seu cálculo implicam em assimetria de informação. Isso porque as empresas têm conhecimento pleno sobre os custos, enquanto os agentes reguladores somente conhecem as informações prestadas pelas empresas, mas não dispõem de tantos instrumentos para se assegurar a precisão das informações transmitidas pelas petrolíferas. No bojo do modelo de concessão existem diferentes vias de remuneração específica da atividade petrolífera tais como, por exemplo: bônus de assinatura, royalties, pagamento por ocupação e retenção de área, bem como participações governamentais baseadas na receita líquida da empresa no projeto, os quais requerem dados de custo para o seu cálculo.

3.2 CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DO REGIME DE PARTILHA

De acordo com Johnston (1994b), no princípio da internacionalização da indústria, o pêndulo entre as empresas de um lado e os governos nacionais do outro se manteve mais para o lado das organizações. Os governos nacionais detinham os recursos, mas não detinham os recursos financeiros e o know how e as competências técnicas para realizar a extração do óleo ou gás de seus reservatórios (JOHNSTON, 1994b). Eram empregados, naquele momento, arranjos contratuais que geravam para os governos e organizações privadas remunerações desbalanceadas, ou seja, consideradas inadequadas. O contrato de “Production Sharing Agreement” – (PSA) ou “Production Sharing Contract” (PSC) foi criado na década de 1960, na Indonésia, para rebalancear os ganhos da produção distribuídos entre governo e petrolíferas. Esperava-se com isso aumentar a apropriação de rendas petrolíferas por parte do Estado (JOHNSTON, 1994). Desde então, essa nova modalidade de contrato passou a ser adotada em diferentes países, que mantinham, assim, o domínio (estratégico) sobre os hidrocarbonetos extraídos. Acreditava-se que as primeiras concessões realizadas nas nações em desenvolvimento eram economicamente desbalanceadas. Ademais, o

PSC permite reforçar a capacidade técnica e econômica das estatais. Por estas razões, os PSC's passaram a ser um dos tipos de contratos mais empregados na Indústria Mundial do Petróleo.

Os Estados Nacionais encontraram nessa modalidade contratual uma oportunidade para promover o aprendizado tecnológico das empresas nacionais, uma vez que estes contratos costumam prever esforços de transferência tecnológica associadas às atividades de E&P. Isso pode facilitar um caching up tecnológico dos países hospedeiros, manifesto na absorção de novas tecnologias relacionadas às fronteiras do conhecimento técnico nos diferentes ambientes exploratórios de hidrocarbonetos.

Assim, em muitos contratos, as empresas nacionais (National Oil Companies – NOC's) surgem como parceiras dos empreendimentos, partilhando a gestão da E&P para adquirir conhecimentos específicos relacionados à execução da atividade. O risco é assumido pela IOC, que obtém resultados positivos em termos de óleo caso a exploração seja bem sucedida. Ao término do contrato, a infraestrutura passa a ser um ativo do Estado hospedeiro. Constatou-se, desta maneira, que os PSC's tendem a reverter o pêndulo a favor do Estado.

Com efeito, a característica de destaque do contrato de partilha é o fato de que a propriedade sobre os minerais permanece estatal quando extraídos. Entretanto, ele reparte os volumes produzidos com a petroleira (ou consórcio) contratada para financiar e realizar as operações, de modo a compensar os custos e riscos assumidos pela empresa, assim como os desembolsos efetuados ao governo manifestos em participações governamentais e tributos. Esse reembolso dos custos ocorre em produto (petróleo e gás). É possível fazer a transferência de titularidade do hidrocarboneto na medição da produção ou na realização da venda (mercado interno ou no terminal de exportação), de acordo com o que estiver definido no contrato.

A escolha e a contratação das petroleiras privadas pode resultar de uma negociação direta ou de licitação competitiva. De fato, a segunda modalidade é mais comum, mas o arcabouço legal de diferentes países possibilita o emprego dos dois mecanismos, de acordo com cada situação específica. Sob o regime de PSC, também é possível garantir que mudanças na legislação fiscal do país não alterem o equilíbrio econômico financeiro do contrato de partilha. A utilização de cláusulas de estabilização ajuda a preservar as condições originais do contrato, em caso de uma mudança relevante das condições. Além de questões ligadas à tributação e rentabilidade do projeto, os instrumentos de estabilidade de condições podem tratar de aspectos de segurança do trabalho, saúde e meio ambiente (BAIN & CO, 2009).

3.2.1 DEFINIÇÃO E IMPORTÂNCIA DOS CUSTOS NA PARTILHA

Os custos recuperáveis são determinados pelos gastos realizados com operação, manutenção e administração dos projetos e pelo regime de depreciação dos ativos de capital. Por essa razão, Gudmestad, Zolotukhin e Harksby (2010, p. 206-207) lembram que o ritmo em que os gastos são executados não corresponde à magnitude dos custos recuperáveis. Ou seja, os valores investidos são computados ao longo da vida útil do projeto, ainda que grande parte ocorra em seu início. Em regra, a depreciação dos ativos físicos (equipamentos e instalações) é feita conforme o volume produzido. Quanto maior a produção, mais rápido os ativos são depreciados.

A configuração do sistema de partilha envolve alguns conceitos básicos. Os dois mais importantes são: i) o custo em óleo (ou óleo-custo) que corresponde ao ressarcimento dos custos recuperáveis e, ii) o excedente de óleo equivale ao restante de óleo após a subtração do custo em óleo. Os demais componentes do resultado são os royalties, os tributos e as contribuições recolhidas ao governo, que correspondem às participações governamentais e também incluem a parcela do Estado no excedente de óleo, conforme apresenta a figura 4.

Figura 4 - Alocação das Receitas sob Regime de Partilha de Produção

RECEITA BRUTA	Excedente Econômico	Renda Petrolífera	Tributos e Participações Governamentais (Administração Pública)	Parcela do Governo	Excedente em Óleo (Profit Oil)
		Remuneração do Capital (custo de oportunidade do capital)	Lucros e Dividendos da Parceria Empresa Estatal - Empresa Estrangeira/ Privada	Parcela Empresa Contratada	
	Custos	Custos de Abandono	Custos Recuperáveis (incorridos pela empresa contratada)	Custos Recuperáveis	Custo em Óleo (Cost Oil)
		Custos Operacionais			
		Custos de Desenvolvimento			
		Custos Exploratórios			

Fonte: Tolmasquim e Pinto Jr. (2011)

Na realidade concreta o sistema de partilha pode se manifestar de modo distinto em cada país, conformando idiosincrasias em seus arranjos contratuais, que podem ter critérios que variam em determinados aspectos.

3.2.2 VARIANTES DOS CRITÉRIOS NOS CONTRATOS DE PARTILHA

A categoria “custo em óleo” equivale ao direito da petroleira contratada auferir o reembolso dos “custos recuperáveis” dispendidos na realização do projeto (custos de exploração, desenvolvimento, operação e abandono). Na verdade, os mecanismos que definem o regramento da recuperação de custos podem variar muito entre os países ou mesmo entre diferentes contratos dentro de um único país. O quadro a seguir sintetiza os principais mecanismos que podem compor um sistema de recuperação de custos.

Quadro 2 – Mecanismos do Método de Recuperação de Custo

Mecanismos do Método de Recuperação de Custos	
Carry Forward (Carregar para Frente)	É um teto de recuperação de custos que garante a apropriação de óleo para o Governo desde o início da produção e acumula custos a serem ressarcidos ao longo da vida útil do projeto.
Uplift	É uma compensação adicional auferida pela contratada, que incentiva o investimento ou cobre a inflação, ou seja, a empresa recebe um percentual acima do que, de fato, desembolsou no projeto.
Depreciação	A depreciação influencia o ritmo de recuperação de custos. Ela pode ser linear ou baseada no volume produzido. Sistemas de recuperação acelerada incentivam investimentos, mas reduzem a arrecadação.
Categorias de Custo	Distinção do percentual recuperável dos custos com base na fase do projeto (ex. Desenvolvimento ou Produção). No início do projeto a parcela do governo costuma ser menor, depois isso se inverte.

Fonte: Elaboração Própria com base em Tordo (2007); Mian (2010; PWC (2012)

Na realidade, a maneira pela qual o lucro é repartido (o fator de partilha) entre a empresa (ou consórcio) e o Governo vem se alterando ao longo do tempo. Os primeiros contratos de partilha previam um percentual fixo para a repartição do produto extraído (Ex. 60%), deconsiderando as especificidades do campo de hidrocarbonetos descoberto. Na sequência foram sendo criadas escalas progressivas para o fator de

partilha. Em experiências de regime de partilha que merecem destaque o fator de partilha varia conforme os critérios a seguir: i) volume produzido; ii) razão entre receitas e despesas acumuladas (fator R); iii) rentabilidade do projeto; iv) ambiente geológico; v) preço do petróleo. A combinação adequada de todos esses elementos (ou parte deles) é importante para potencializar a arrecadação governamental e os investimentos privados.

Quadro 3 – Critérios que podem Determinar o Fator de Partilha

Critérios que podem Determinar o Fator de Partilha	
Volume Produzido	O fator de partilha pode ser proporcional à produção de um campo e a distribuição do óleo (entre empresa e governo) e decorrer de características do reservatório ou do ambiente geológico do campo.
Razão entre Receitas e Custos Acumulados (Fator R)	Fator R é a razão entre receitas e custos acumulados. Serve de referência para a escala que contém os percentuais do lucro em óleo, que cabem ao governo e a petroleira. É um critério bem racional.
Rentabilidade do Projeto	É um sistema flexível e progressivo em que a distribuição do lucro em óleo é feita com base na rentabilidade (TIR) do projeto, ou em faixas de rentabilidade associadas a um percentual de partilha.
Ambiente Geológico	O ambiente exploratório (Ex.: Onshore ou Pré-sal) pode ser um critério para a repartição do lucro em óleo. Pode incentivar investimento (em E&P) em condições exploratórias adversas e com maior risco.
Preço do Petróleo (Preço-Teto ou Price Cap)	Limita o preço máximo que remunera os resultados da petroleira, de modo que a Participação do Estado aumenta com elevações no preço do petróleo. É um critério eficiente e simples.

Fonte: Elaboração Própria com base em Mazeel (2010); Bain & Co (2009; PWC (2012); Goldsworthy e Zakharova (2010)

Por fim, cabe registrar que o Regime de Partilha possibilita às petroleiras contratadas o registro das reservas na sua contabilidade, segundo o método das participações econômicas, o equivalente ao custo em óleo e o excedente em óleo que é de direito da petroleira. Ainda que ela não detenha essa reserva, ela dispõe de um contrato que lhe garante a transferência da titularidade de uma parte do óleo a ser produzido.

3.3 IMPACTO COMPARADO DA CONCESSÃO E PARTILHA NOS CUSTOS

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

A escolha entre os diferentes regimes fiscais e contratuais no segmento do *upstream* já foi objeto de muitos estudos econômicos¹¹. Em tese, os contratos de partilha podem ser mais adequados aos países com baixo risco geológico e baixo custo de produção. Neste contexto, o Estado tem condições de estabelecer uma partilha do lucro em óleo favorável a ele e, ainda assim, atrair investidores. Todavia, o equilíbrio entre as condições de risco-retorno são essenciais para a atratividade de investimentos em um país.

Teoricamente, como no regime de partilha as empresas têm direito de recuperar os custos de produção, num contexto de baixo risco exploratório, elas estariam dispostas a aceitar uma parcela menor do lucro em óleo. Vale ressaltar que, num cenário de elevado risco geológico, seria difícil o Estado fixar uma partilha favorável do lucro, já que nem o Estado nem as empresas têm condições de prever o valor destes lucros. Desta forma, a princípio, os contratos de concessão se adaptam melhor a países onde as formações geológicas, que são objeto de contrato, possuem elevado risco exploratório. Entretanto, a escolha entre esses tipos de contratos não envolve apenas questões econômicas. Uma das principais justificativas para a adoção dos PSC's é o controle estatal sobre as reservas petrolíferas. Isso implica tanto na titularidade da

¹¹ Tordo (2007), VAN MEURS (2008), IPAA (2008), BAIN COMPANY (2009) e ERNST YOUNG (2012).

reserva como na possibilidade de ditar o ritmo da sua exploração. Assim, o Estado pode optar por produzir no nível que ele considera ótimo¹², conforme aspectos técnicos e seus critérios políticos.

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

Nesse contexto, merecem destaque os incentivos fiscais que, não raro, aparecem nos sistemas tributários de países produtores. Na prática, há diversos dispositivos fiscais que se apresentam de forma distinta em cada país, seja no que se refere aos tributos gerais ou nos instrumentos fiscais específicos do setor petrolífero. Os incentivos fiscais ajudam na redução dos custos das petroleiras. É possível citar três dispositivos relativamente comuns, utilizados em alguns países como incentivos fiscais¹³, a saber: i) depreciação acelerada de equipamentos usados no *upstream* do petróleo e ii) dedução de despesas financeiras para pequenas empresas em contratos de partilha e; iii) provisão de caixa para despesas com abandono (JOHNSTON, 2003; TORDO, 2007; MAZZEL, 2010). No Brasil, um exemplo de um importante de regime fiscal especial é o REPETRO. Na sequência, propomos uma modelagem financeira como ferramenta de análise de projetos de investimento de E&P de petróleo e gás, aplicada à institucionalidade brasileira, sob o regime de Concessão, especificamente.

¹² Em casos em que esse expediente de controle da produção seja utilizado, sem que os contratos possam antecipar tal situação, é possível que ocorra uma redução da atratividade dos blocos licitados, na medida em que o adiamento da produção tem impacto significativo no fluxo de caixa, logo, na rentabilidade, do projeto.

¹³ Um exemplo de incentivo fiscal é o REPETRO no Brasil, por intermédio do qual as empresas podem importar equipamentos (via admissão temporária) com o benefício de redução da tarifa de importação. Este Regime Especial será abordado no último capítulo deste livro.

4

*Tecnologias de E&P de
petróleo e gás em águas
profundas*

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

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

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

Diante desse cenário, é importante compreender as trajetórias tecnológicas e o posicionamento das firmas no âmbito do E&P em águas profundas. As organizações que atuam em ambientes em constante transformação devem desenvolver e manter capacitações dinâmicas, caracterizadas pela habilidade de evoluir, constantemente, do ponto de vista técnico e organizacional por meio da criação de novas competências operacionais e tecnológicas.

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

Ao longo deste capítulo será abordado o processo de aprendizagem, em geral, e a capacidade de absorção das firmas, em particular. Um tema fundamental pelo fato de a indústria do petróleo depender do fornecimento de bens e serviços de uma ampla cadeia parapetrolífera, que produz conhecimento e tecnologia na fronteira do conhecimento.

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

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

Este capítulo, que trata das particularidades do segmento *offshore* em águas profundas, é composto por seis seções. Na primeira delas, encontra-se a maneira pela qual se realiza a extração de hidrocarbonetos, com ênfase nas tecnologias disponíveis e empregadas no *upstream*, aplicáveis aos seguintes elementos: i) Geologia e Geofísica (G&G); ii) Perfuração de Poços. Na segunda seção são apresentadas as características capital-intensivas da: i) Infraestrutura Submarina e; ii) Produção. A terceira seção aborda o papel das

competências das petroleiras no seu desempenho. Na quarta seção se discute a importância do domínio tecnológico e do processo de aprendizagem das empresas petrolíferas. A quinta seção apresenta os investimentos em P&D e Novas Tecnologias. Por fim, a sexta seção discorre sobre a atuação das petroleiras no ambiente operacional de E&P de Petróleo e Gás em Águas Profundas.

4.1 TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO: UM VETOR DE REDUÇÃO DE CUSTOS

Nas próximas subseções serão apresentadas as tecnologias de exploração e produção¹⁴. Aquelas necessárias à realização de estudos geológicos e geofísicos, bem como as ferramentas e métodos empregados na perfuração de poços e os equipamentos utilizados na produção de petróleo e gás.

4.1.1 TECNOLOGIAS PARA ESTUDOS GEOLÓGICOS E GEOFÍSICOS (G&G)

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

As quatro principais correntes da geologia de exploração de petróleo e gás são: i) geologia estrutural, que estuda as falhas, deformações e fraturas na litosfera¹⁵ (FOSSEN, 2010); ii) sedimentologia, a qual é utilizada na caracterização das rochas sedimentares a partir de dados sísmicos e registros de perfuração, do inglês *log drilling* (ZIMMERLE e ZIMMERLE, 1995, p. 330); iii) estratigrafia, empregada para se identificar o posicionamento, no espaço e no tempo, das rochas sedimentares (NICHOLS, 2009, p. 301); iv) geoquímica orgânica se dedica a investigar o potencial das rochas capazes de produzir hidrocarbonetos (ECONOMIDES, HILL e EHLIG ECONOMIDES, 1994, p. 487). O conjunto de informações obtidas por intermédio do emprego dos referidos tipos de conhecimento são condensados em mapas de subsolo, que resumem as características relevantes, associadas à formação geológica em tela.

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

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

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

¹⁴ Para aprofundar nesses temas as seguintes leituras são recomendadas, a saber: (BAI e BAI, 2012; BELLARBY, 2009; CHAUDHRY, 2004; COMMITTE, 2011; HENERY e INGLIS, 1995; MURRAY, THOMPSON e FERRARIO, 1999)

¹⁵ É a camada sólida mais extrema do planeta e é constituída por rochas e solo, formada pela crosta terrestre e por parte do manto superior. Ela cobre toda a superfície da terra.

de negociações complexas com o poder público e eventuais proprietários de terras em exploração. Essa tarefa realizada em mar também é menos intensiva em força de trabalho (BURYAKOVSKY et al., 2012).

Com efeito, existem distintas técnicas de prospecção sísmica, mas o método da reflexão é o mais difundido na indústria. Por meio dele os dados sísmicos obtidos na prospecção são processados por supercomputadores que produzem imagens da subsuperfície com definição precisa das formações propícias à acumulação de hidrocarbonetos (ROBINSON e TREITEL, 2008, p. 79). Todavia, mesmo as melhores técnicas geológicas e geofísicas não substituem o papel desempenhado pela perfuração. Elas são fundamentais para ajudar a definir onde há maior potencial e apontar a melhor localização para a perfuração dos poços exploratórios e de avaliação.

4.1.2 TECNOLOGIAS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS PODEM SER DECISIVAS

A perfuração do poço pioneiro constitui a fase mais avançada da exploração. Seu objetivo é verificar a ocorrência de petróleo depois de realizados os estudos e o mapeamento da região com potencial exploratório. É a perfuração que confirma a ocorrência ou não de hidrocarbonetos, bem como a composição dos fluidos ali presentes. Descobrendo-se¹⁶ petróleo no campo, outros poços de avaliação podem ser perfurados para delimitar a extensão e o potencial comercial do campo.

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

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

No caso da perfuração de camadas de sal, por exemplo, os riscos também estão associados à instabilidade do material, que é muito fluido. (MATHUR et al., 2010). As operações *offshore* também têm de superar as dificuldades impostas pela distância da base logística e eventuais condições climáticas desfavoráveis. Como exemplifica Cruz e Krausmann (2008), no Golfo do México, são comuns tempestades e furações, e o domínio tecnológico desses aspectos naturais torna-se crucial.

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

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

Essa técnica ajuda também na otimização da recuperação de petróleo e na aceleração da produção. Segundo Stratton (2002), ela é capaz de promover uma importante redução dos custos ligados à intervenção no poço, além de permitir melhor desempenho em termos de produção. Contudo, é preciso

¹⁶ Dados Schlumberger (2007) apontam que a média mundial de sucesso das campanhas exploratórias situa-se em aproximadamente 25%.

avaliar caso a caso e confirmar se o emprego dessa tecnologia é o mais adequado, uma vez que pode elevar os custos em cerca de 20% do total gasto com equipamentos de completação. Assim, nem sempre as economias geradas por essa técnica compensarão os dispêndios adicionais.

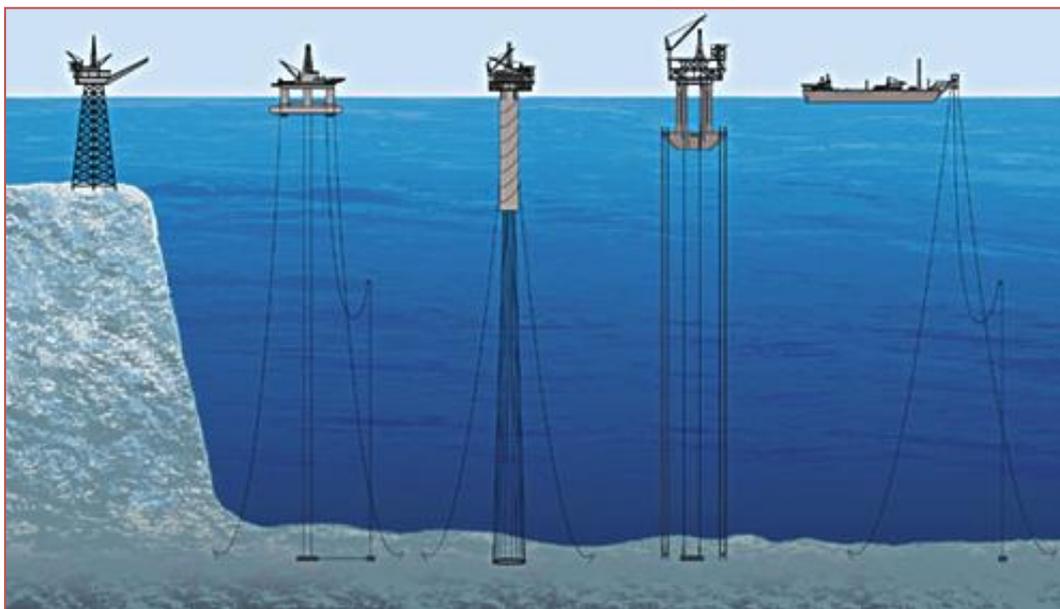
No âmbito da etapa de desenvolvimento de um campo, a perfuração também está presente. Contudo, a técnica largamente utilizada é a de perfuração direcional e a sua variante de perfuração horizontal. O que diferencia a modalidade horizontal é que nela a parte final do poço fica em paralelo com o extrato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

Basicamente, a perfuração direcional (e horizontal) é recomendada para aumentar a produtividade do poço - o nível de recuperação de um campo, além de ser útil para diminuir a quantidade requerida de sondas em perfuração *offshore* ou reduzir a necessidade de deslocá-las para que perfurem diferentes poços em um mesmo campo. (BREIDENTHAL e OCHTERBECK, 2008; HILBERT *et al.*, 2009; JAHN, COOK e GRAHM, 2008). Na prática, as atividades de perfuração e completação dos poços na etapa de desenvolvimento são fundamentais para que não haja problema na fase de produção.

4.2 TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO E SUBMARINAS SÃO CAPITAL-INTENSIVAS

As tecnologias voltadas para *offshore* de águas profundas ainda não podem ser consideradas maduras, porque ainda passam por significativa evolução. Dentre as estruturas de produção existentes, e que são apropriadas para águas profundas, estão: i) a curva de aprendizado, esta associada a *Storage and Offloading*; ii) Plataformas Semissubmersíveis (FPSS na sigla em inglês), iii) Plataformas de Pernas Atirantadas (TLPs na sigla em inglês); iv) *Spars*; v) e *Truss Spars*. Essas diferentes modalidades estão representadas na figura 5. Importa dizer que no bojo de cada um desses conceitos também é possível haver diferenciação no projeto de cada plataforma. Essas tecnologias estão mais bem especificadas em Janh (1998); Breidenthal; Ochterbeck, (2008); Hilbert *et al.* (2009); Jahn; Cook; Grahm (2008) & Thayamballi (2007) e Leffler (2011).

Figura 5 - Tipos de Plataformas de Produção de Petróleo e Gás



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

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

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

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

As TLPs, por seu turno, são aparentemente similares às plataformas fixas, mas a principal diferença é que elas se constituem em estruturas flutuantes ancoradas por tendões tubulares de aço fixados em fundações enterradas no leito marinho, o que confere a estabilidade da plataforma. A capacidade de flutuar do casco faz com que os cabos fiquem tracionados, reduzindo os movimentos mais críticos da plataforma¹⁷. Ao contrário das FPSOs e das semissubmersíveis, com as TLP's é possível construir poços utilizando árvores de natal secas, ou seja, árvores de natal situadas no convés, ao invés de bocas de poço localizadas no leito marinho (HENLEY *et al.*, 2013).

A tecnologia Spar é a unidade flutuante mais estável. Ela é pouco influenciada por mudanças e intempéries nas condições ambientais, sendo mais adequada, especificamente, para águas profundas e ultraprofundas (entre 300 metros e 3000 metros). A Spar oferece máxima flexibilidade no uso de diferentes tipos de *risers* e em diferentes ambientes de operação. Todavia, o processo de instalação de uma Spar pode ser mais complexo, oneroso, demorado e arriscado, quando comparado ao processo de outros tipos de plataformas flutuantes. Já a Truss Spar é uma variante da Spar, que pode realizar os mesmos movimentos da sua versão clássica, com o benefício de ser mais leve. Esse conceito tem estado cada vez mais presente nas águas profundas no Golfo do México (SABLOK e BARRAS, 2009).

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

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

4.3 COMPETÊNCIA DAS PETROLEIRAS OPERADORAS

A concorrência entre *International Oil Companies* (IOC's), *National Oil Companies* (NOC's) e *Independent Companies* é cada vez maior no segmento de *Upstream*. A maior disputa é pelo acesso a reservas¹⁸, isto é, recursos petrolíferos com recuperação viável do ponto de vista técnico e econômico. . A princípio, o grande poder econômico das IOC's *supermajors* poderia indicar uma determinada vantagem nessa disputa, até mesmo porque as empresas independentes, por possuírem menor porte, dispõem de menos capital para investir em grandes projetos, como o *offshore* de águas profundas, por exemplo. O mesmo vale para outras áreas de fronteira exploratória, que, eventualmente, dependam de desenvolvimento tecnológico e experiência (HUMPHRIES, 1995; POUYANNE, 2008).

¹⁷ Movimento de *Heave* é um deles.

¹⁸ Esse aspecto será tratado em maior profundidade ao longo do capítulo.

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

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

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

Para cada componente crítico ou módulo encomendado, as operadoras podem adotar diferentes critérios. Assim, o grau de exigência frente às empresas supridoras pode variar desde uma coordenação via mecanismos de mercado, até outras formas de coordenação híbridas, nas quais se percebe um maior envolvimento entre comprador e fornecedor. As funções de implantação dos grandes projetos marítimos também passaram a ser assumidas por empresas subcontratadas, mas, por outro lado, algumas petroleiras ainda continuam controlando a parte da instalação da infraestrutura submarina, uma vez que ela compõe um dos principais elementos do custo de um projeto *offshore* (FURTADO *et al*, 2003).

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

4.4 O DOMÍNIO TECNOLÓGICO E O PROCESSO DE APRENDIZAGEM

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

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

Existem diversos métodos de aprendizagem. Os mecanismos de aprender fazendo (do inglês *learning by doing*) e aprender usando (*learning by using*), provavelmente estão entre os mais importantes meios de se

lograr avanços tecnológicos significativos na indústria. As empresas operam utilizando o arcabouço de informações que já possuem, incrementando-o até atingir certo grau de amadurecimento dos processos ou pacotes tecnológicos utilizados. Outras modalidades de aprendizagem também são possíveis, três merecem destaque aqui, a saber: i) aprender pesquisando (do inglês *learning by researching*); ii) aprender interagindo (*learning by interacting*); iii) aprender cooperando (*learning by cooperating*). (DOGSON, 1993; LUNDEVALL, 2004; TEECE, 2003).

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

Na análise do caso da indústria petrolífera, em particular, Kellogg (2011) afirma que aprender pesquisando e aprender interagindo estão entre as modalidades mais importantes de aprendizado nesse setor, em especial nas atividades de E&P. A primeira delas pode ser diretamente avaliada a partir dos indicadores de investimentos em pesquisa e desenvolvimento - P&D (do inglês, *Research and Development - R&D*). Apesar do dinamismo tecnológico não ser a principal característica da IMP, a taxa de crescimento do investimento em tecnologia do setor aumentou nos últimos anos como mostram os dados da Tabela 2.

Tabela 2 - Investimentos em P&D

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

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

Os dados acima expressam o elevado crescimento dos gastos em P&D realizados pelo setor de produtores de petróleo e gás. Esse aumento condiz com a ampliação das operações em áreas de fronteira exploratória, onde se empregam processos e equipamentos de conteúdo tecnológico cada vez mais complexos. Diante dos desafios enfrentados, as firmas tiveram que realizar rápidos e profundos avanços tecnológicos e de gestão. Contudo, como a maioria das petroleiras não divulga a distribuição do seu orçamento de P&D, não se pode saber qual montante exato corresponde a projetos efetivamente direcionados à E&P em águas profundas. Todavia, no caso da Petrobras, este tema é o foco dos principais programas de P&D da firma. (AAAYAG, PLAVNIK e RIBEIRO, 1996; BARUSCO, ARATANHA, 2001; JUNIOR *et al.*, 2000).

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

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

Ademais, segundo Kellogg (2011), a terceira forma de aprendizado também vem se difundindo. O autor conclui que os relacionamentos específicos de aprendizagem podem conduzir a melhorias de produtividade, ou seja, a empresa que realiza contratos de mais longo prazo e perfura mais tempo com o mesmo equipamento tende a ter melhores resultados, por exemplo.

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

A busca pela diferenciação e obtenção de vantagens do pioneirismo (do inglês *first moved advantages*) continua presente na estratégia empresarial das petroleiras (DAVIS, 2006, p. 99-100). Essa diferenciação também se dá no âmbito relacional, via excelência, na contratação e na formação de parcerias que garantam o fornecimento dos insumos em melhores condições.

4.5 INVESTIMENTOS EM P&D DE NOVAS TECNOLOGIAS

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

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

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

Fonte: Elaboração Própria, adaptado de EU Industrial R&D Investment Scoreboard 2011.

European Commission (2012)

Como cerca de um quarto da produção mundial em águas profundas ocorre no Brasil, e as recentes descobertas mais relevantes também foram realizadas no país, algumas das principais parapetroleiras do mundo estão constituindo grandes centros de pesquisa no país. Ainda que o setor petrolífero seja classificado como sendo de baixa intensidade tecnológica, por investir menos de 1% de suas receitas em P&D, o segmento de águas profundas vem se destacando, na medida em que se envolve em pesquisas de maior complexidade e densidade tecnológica do que a média do setor. As *supermajors* teriam sido empurradas para as águas profundas e terceirizaram a maior parte dos investimentos em P&D de novas tecnologias. Na década de 1980, elas adotaram a estratégia de comprar conhecimento e tecnologia ao invés de desenvolver internamente. Assim, os gastos com P&D caíram de cerca de U\$1,3 bilhão, em 1982, para U\$ 600 milhões, em 1996.

Com efeito, as petroleiras reduziram seus quadros de pessoal altamente qualificado nessas tecnologias, e os movimentos de F&A ocorridos no período de reestruturação da indústria nos anos 1990's reforçaram a tendência. Desde então, as empresas de serviços se tornaram as maiores fornecedoras de desenvolvimento tecnológico. Todavia, os rápidos avanços tecnológicos dos anos 1990's não se

traduziram em práticas mais econômicas imediatamente. A deterioração do ambiente de negócios da economia gerou excedentes de custos e atrasos da indústria fornecedora de bens e serviços, o que impediu a breve melhoria no desempenho em custo do setor. Atualmente, existe uma preocupação quanto à necessidade de grandes investimentos em P&D ligados à perfuração e à segurança na perfuração.

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

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

4.6 ATUAÇÃO DAS PETROLEIRAS NO E&P DE ÁGUAS PROFUNDAS

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

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

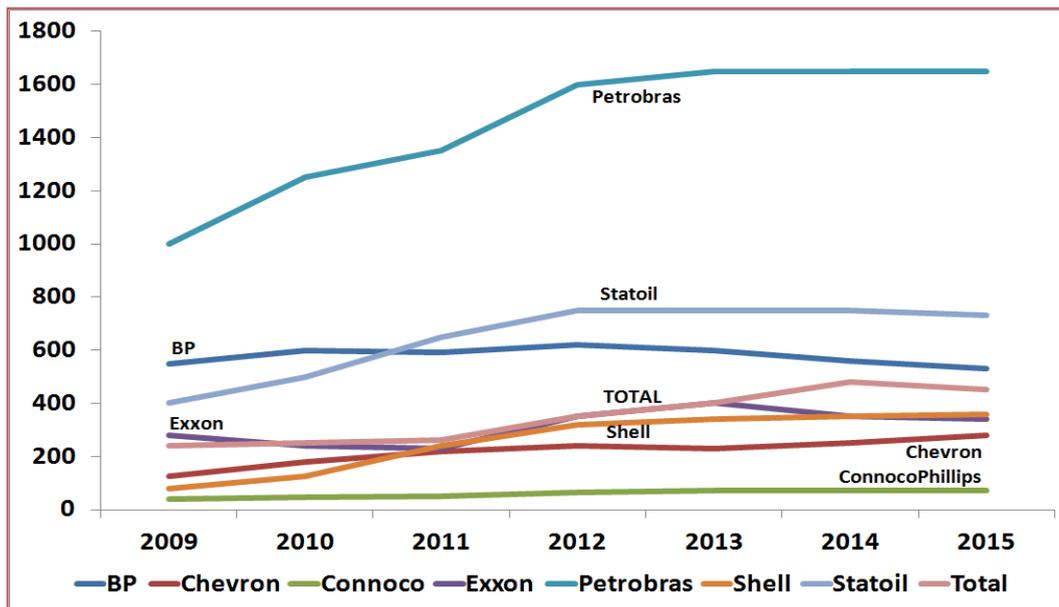
Para ilustrar o perfil de atuação das petroleiras na produção de petróleo em águas profundas, algumas figuras serão apresentadas nesta subseção. Nelas estão representados os históricos de produção dos principais atores desse segmento do *upstream*, bem como a participação relativa da produção em águas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

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

A figura 6 mostra, por empresa, a produção realizada em águas profundas em todo o mundo. Ela considera a amostra das oito maiores produtoras: as seis *supermajors* e as duas NOC's, Petrobras e Statoil, as quais são referências em águas profundas. A superioridade da produção da Petrobras é grande. Ela se beneficia

de ser uma das primeiras a se mover para esse mercado. A Statoil e a BP estão nas posições seguintes, mas a produção da BP já começou a declinar, principalmente, depois do ocorrido no poço Macondo. Em 2010, o pico de produção dos novos projetos da maioria das petroleiras estava situado em torno dos anos de 2013 e 2014.

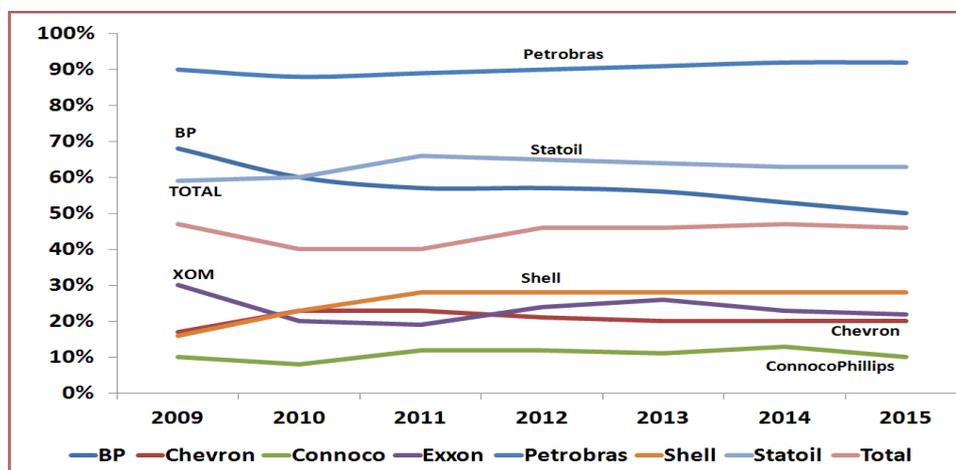
Figura 6 – Produção em Águas Profundas (histórica e projetada), em milhões de boe/dia



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

A figura 7 demonstra qual a participação dos projetos em águas profundas na carteira de investimento das petroleiras. A única que teria mantido o nível da participação da produção em águas profundas, relativamente estável, é a Petrobras, que já está em cerca de 90% do total. As demais firmas tendem a se posicionar mais na exploração de recursos não convencionais ao redor do mundo, diversificando mais seus portfólios.

Figura 7 - Participação da produção em Águas Profundas, do total produzido por empresa (histórico e projetado), em percentual

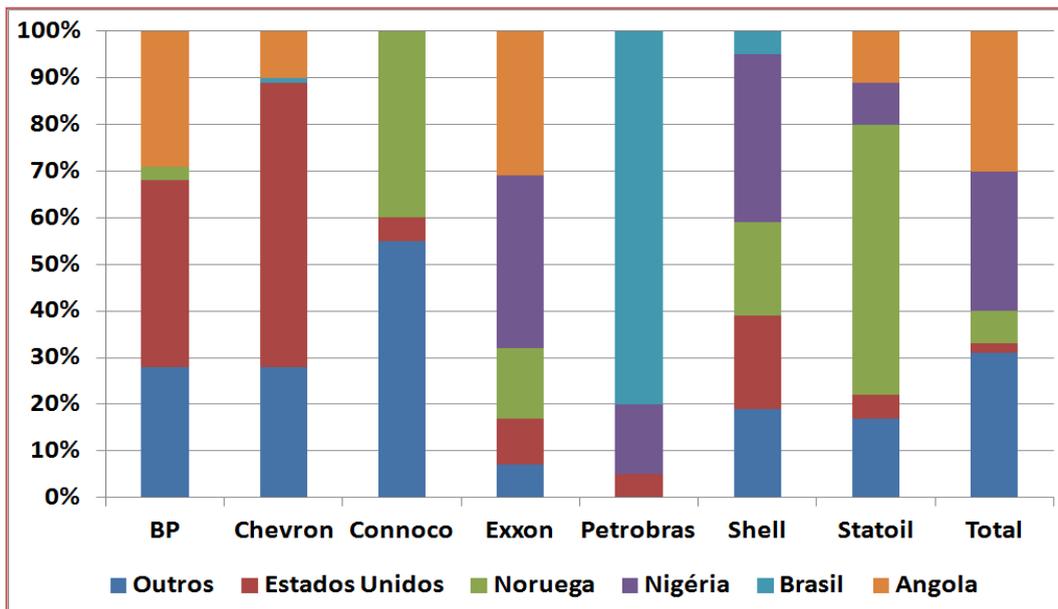


Fonte: Elaboração Própria, adaptado de PFC Enegy (2010)

O fato é que as *supermajors* procuraram atuar nas províncias com maior potencial. A figura 8 dispõe a distribuição da produção delas em cada uma dessas regiões de E&P em águas profundas, onde algumas firmas ainda esperam realizar grandes descobertas de reservas convencionais. Fica clara a concentração

das inversões da Petrobras, da Statoil e da Chevron nos seus países de origem. Enquanto a BP, a ConnocoPhillips, a Exxon; a Shell e a Total têm um portfólio com maior diversificação regional.

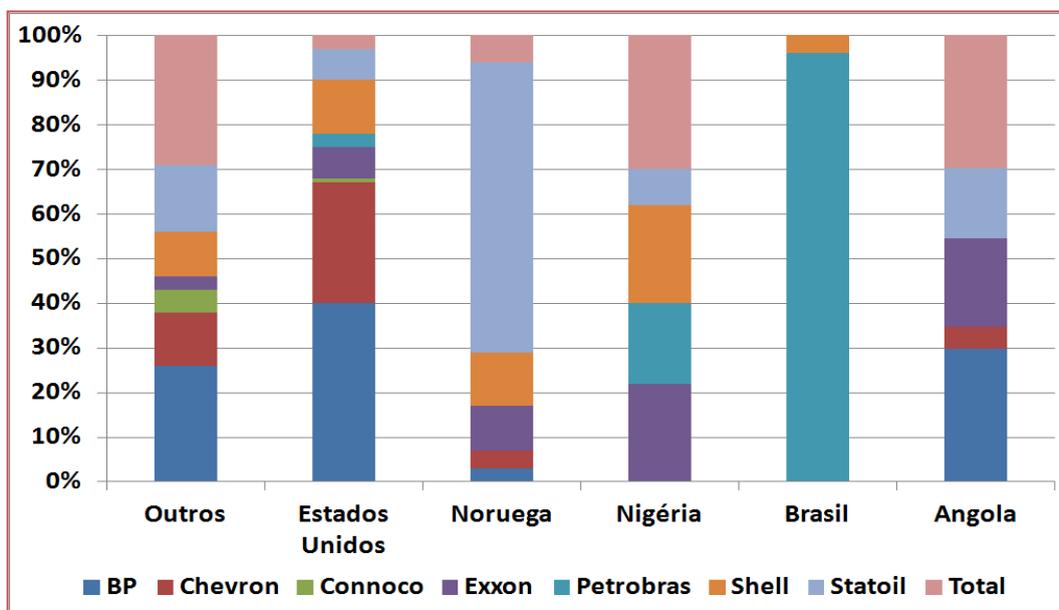
Figura 8 - Percentual da Produção em Águas Profundas por firma, por região, mboe/dia



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

A estratégia de se posicionar em diferentes regiões reflete a necessidade das firmas de renovar reservas e adquirir *expertise* em áreas de fronteira. A figura 9 mostra a dominância das NOC's em seus mercados locais, em especial, no Brasil e Noruega, assim como a diversidade de operadores nos Estados Unidos, onde o mercado é mais competitivo.

Figura 9 - Participação de cada Empresa na Produção em Águas Profundas, por região, em percentual

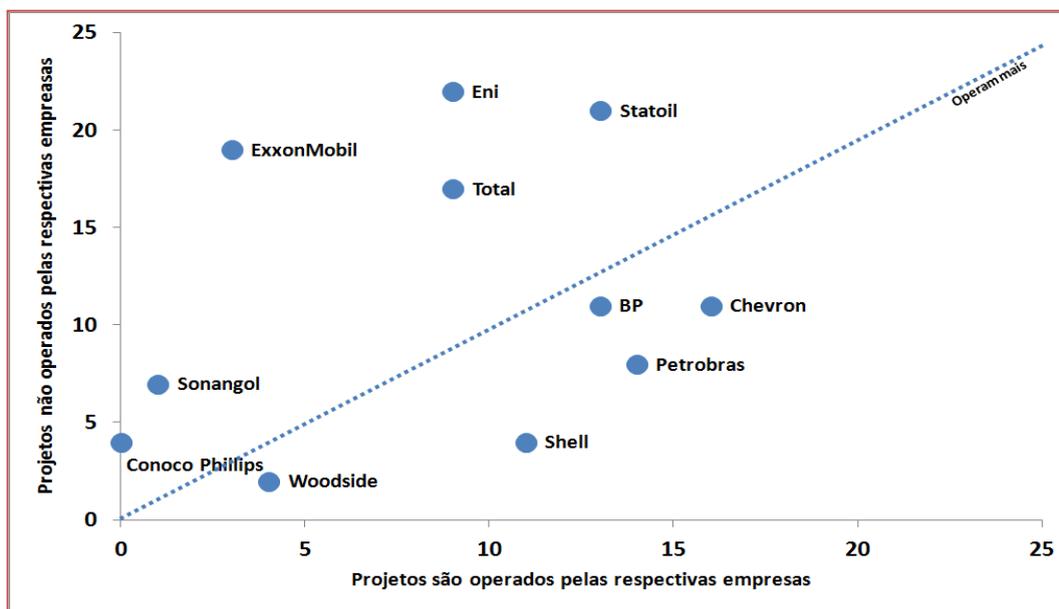


Fonte: Elaboração Própria, adaptado de PFC Enegy (2010).

As figuras 10 e 11 apresentam as empresas segundo a quantidade de empreendimentos que elas têm em sua carteira, distribuídos entre os projetos em que elas operam e os empreendimentos que as companhias não figuram como operadores. A primeira representação gráfica trata dos principais *players*, enquanto a segunda figura mostra as firmas com menor número de projetos em águas profundas. No eixo horizontal, encontra-se o número de projetos operados por empresa. Já o eixo vertical, corresponde à quantidade de empreendimentos não operados por ela, mas sim gerido por outras empresas, com as quais todos os investidores têm contrato de consórcio firmado.

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

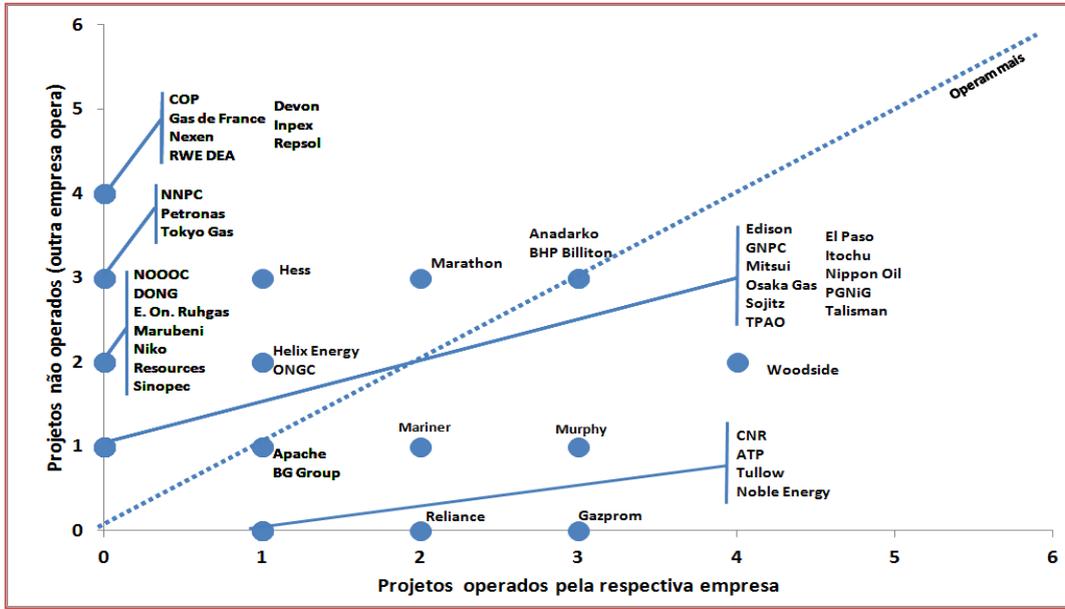
Figura 10 – Firmas Investidoras com Maior Número de Projetos em Águas Profundas



Fonte: PFC Energy (2010)

Na figura 11, é possível constatar que em grande parte dos projetos de E&P de águas profundas, nos quais as empresas independentes figuram como investidoras, elas não atuam como operadoras. São poucas as petroleiras com capacitação e experiência para realizar esse tipo de operação. É preciso reconhecer, entretanto, que os consórcios podem ser formados por diversas empresas e, não raro, aqueles que têm maior participação no projeto são aqueles que operam.

Figura 11 - Firms Investidoras com Menor Número de Projetos em Águas Profundas



Fonte: PFC Energy (2010)

5

*Evolução da exploração e
produção em águas
profundas*

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

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

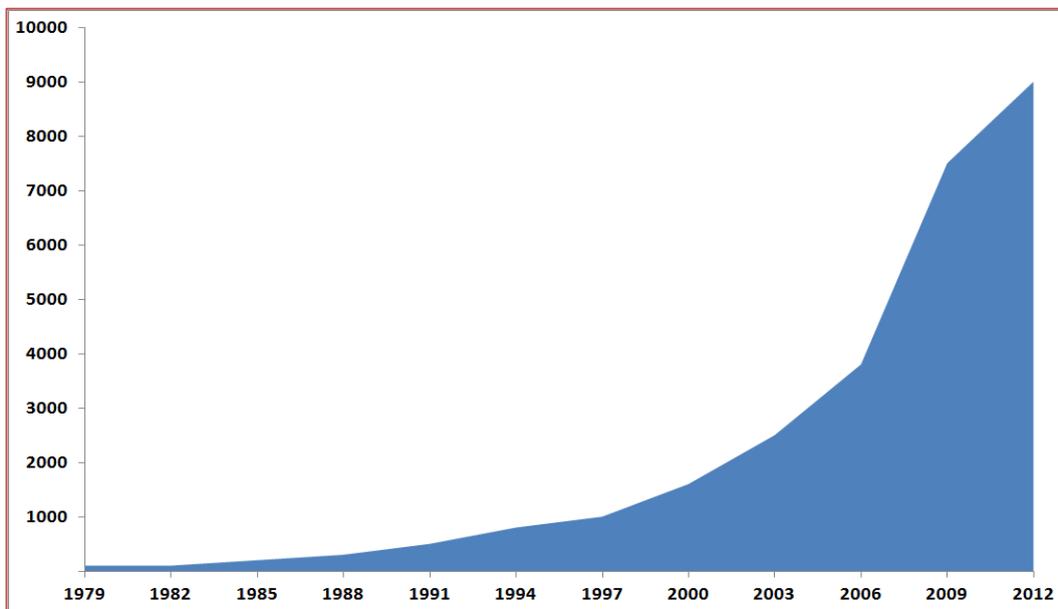
Na sequência, a evolução das atividades em águas profundas é apresentada, seja no que tange ao nível de investimentos, descobertas ou produção. A observação da evolução da produção em águas profundas ajuda a compreender o baixo grau de amadurecimento dessa atividade, quando comparada a outras realizadas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

Na última seção procura-se debruçar sobre a estrutura da cadeia de fornecimento de bens e serviços e sobre a configuração de alguns de seus principais nichos de mercado. A análise industrial da cadeia parapetrolífera serve para avaliar o poder de mercado e a capacidade de exercício de tal poder - via elevação de preços - que esses fornecedores detêm. A apresentação da referida indústria ajuda a visualizar a complexidade do segmento *offshore* para águas profundas. Também se discute o papel das parapetroleiras no desenvolvimento tecnológico do setor, bem como o grau de apropriabilidade dessas inovações, o qual pode se expressar, por um lado, na capacidade de fixar preços e influenciar decisivamente os custos das petroleiras. Por outro lado, também pode gerar ganhos de eficiência apropriados pelas operadoras, na forma de economias de insumos e de tempo, assim como pode reduzir o custo por barril.

5.1 PRODUÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS

A figura 12 demonstra que a produção em águas profundas se iniciou nos anos 1970's, mas só se tornou significativa nos 1990's, momento em que as novas tecnologias teriam sido os vetores de melhores desempenhos exploratórios do setor.

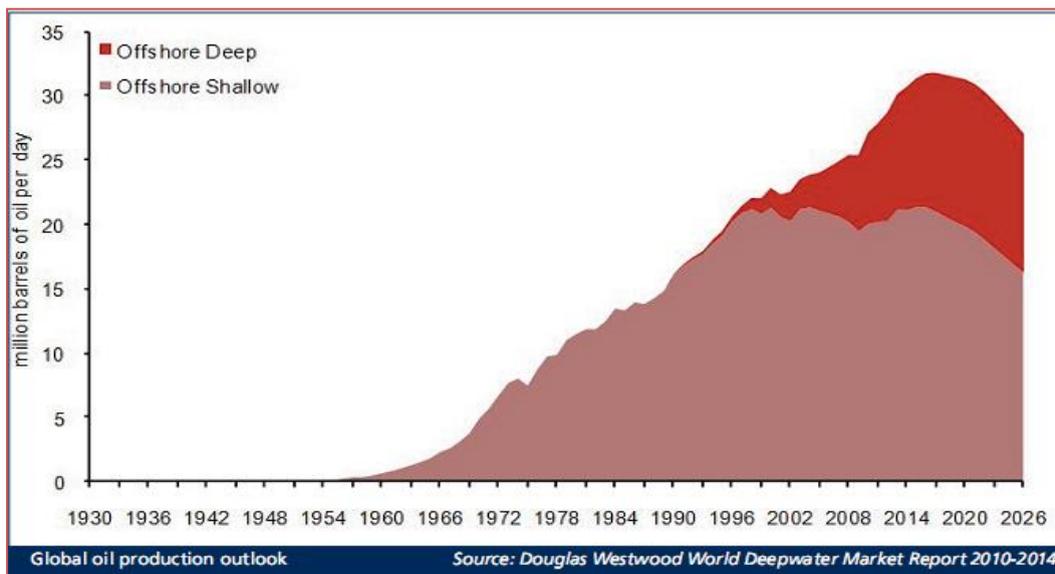
Figura 12 - Produção em Águas Profundas, entre 1979 e 2012, em milhões de boe/dia



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

A produção em águas rasas, por seu turno, já era relevante na década de 1960's, conforme figura 13, mas o seu pico de produção ocorreu por volta de 1995. Neste momento, a produção em águas profundas subia, mantendo positivo o crescimento da produção *offshore* global. Segundo a figura, o seu pico ocorreria em 2017.

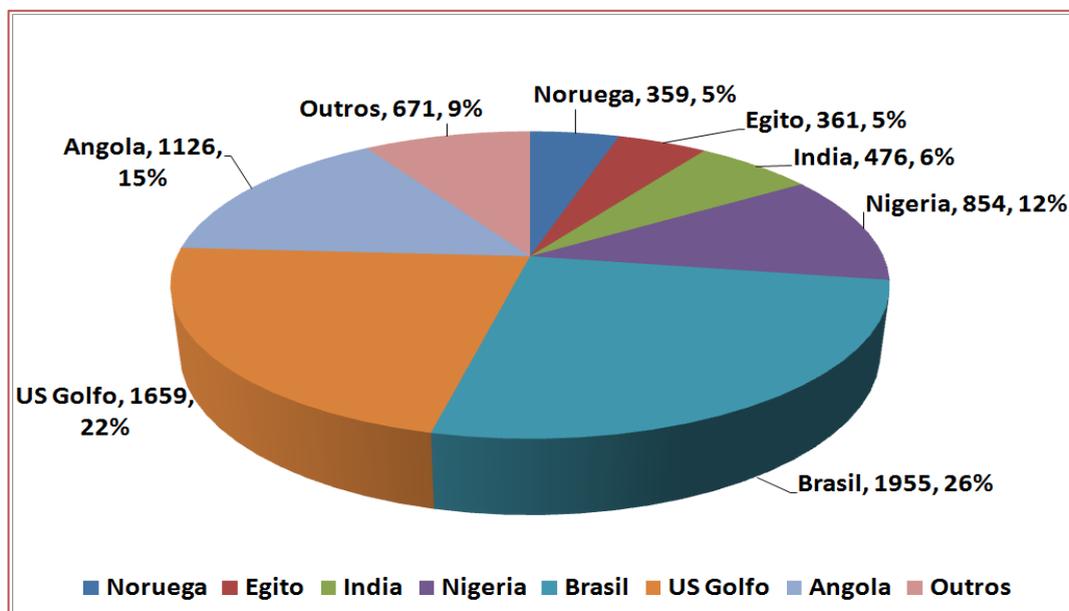
Figura 13 - Produção Offshore de Hidrocarbonetos mundial (histórica e projetada), por profundidade



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

A figura 14 mostra a importância de Brasil, Angola e Estados Unidos na produção, pois, juntos, respondem por 63% da produção mundial de 2010 (7,5 milhões de barris de petróleo), que foi realizada abaixo dos 500 metros de lâmina d'água.

Figura 14 - Produção em Águas Profundas, em 2010, por região



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

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

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

5.2 DESCOBERTAS E RECURSOS POR DESCOBRIR EM ÁGUAS PROFUNDAS

Segundo estimativas da IEA (2008), o total de petróleo recuperável, localizado em águas profundas e ultraprofundas, está na faixa entre 160 e 300 bilhões de barris. Os dados da Tabela 4 corroboram esse elevado potencial. Grande parte desses recursos (mais de 70%) estaria no Brasil, em Angola, na Nigéria e nos Estados Unidos, o chamado triângulo de ouro. A maioria da produção até então ocorreu no Golfo do México (GOM), nos Estados Unidos (EUA), mas essa extração vem crescendo em Angola e no Brasil, onde várias grandes descobertas ocorreram na camada pré-sal.

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

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

Fonte: StatoilHydro (2010)

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

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

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

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

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

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

De acordo com dados da ANP (2011), em seis anos o número de descobertas de petróleo e gás no Brasil dobrou, passando de 75 indícios de hidrocarbonetos, em 2005, para 149, em 2010. Ao longo dos anos 2000's foram realizadas mais de 960 descobertas no Brasil. Embora os dados relativos aos indícios não expressem a existência de reservas comercializáveis, eles ilustram o nível de atividade do setor, que se mostrou bem aquecido no país ao longo do último quinquênio. A Tabela 5 apresenta algumas das grandes descobertas de hidrocarbonetos na última década, com destaque para a forte presença dos campos localizados no Brasil, onde foram encontradas as principais reservas de petróleo no período, a maioria delas em águas profundas.

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

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

Fonte: Rigzone, ANP e Petrobras (Elaboração Própria)

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

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

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

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

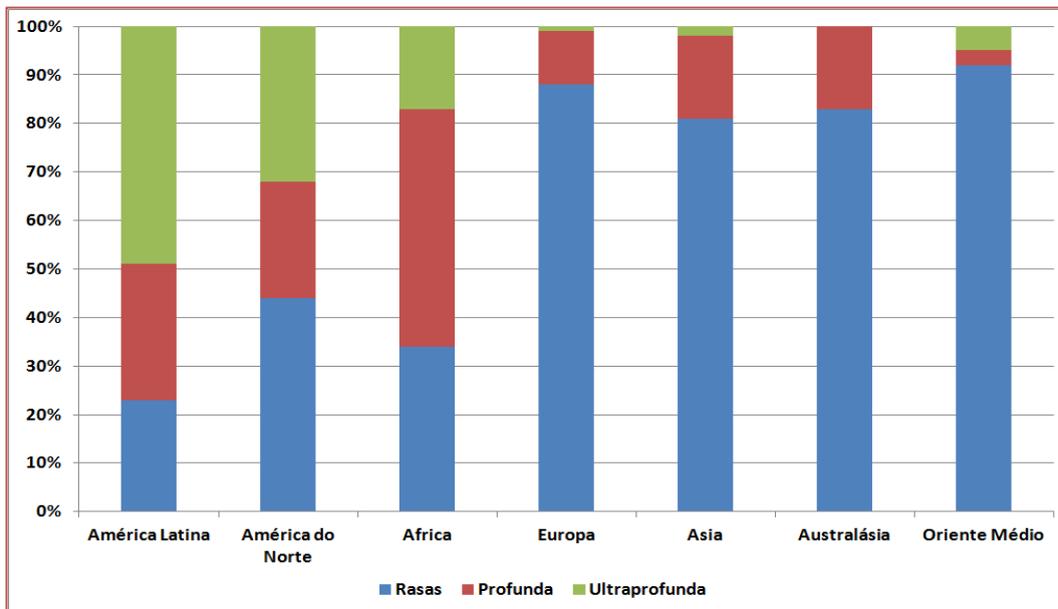
5.3 A EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS NO UPSTREAM DE ÁGUAS PROFUNDAS

A expectativa é que os investimentos totais em águas profundas continuem a crescer. Entre 2001 e 2005 eles foram da ordem de US\$ 58 bilhões e se estima que cheguem a US\$167 bilhões entre 2010 e 2014. Assim, praticamente triplicariam em uma década. Por volta de 85% dessas inversões crescentes vêm se direcionando para as três regiões mais promissoras, a saber: América do Norte, Brasil e Oeste da África. Os maiores aumentos ocorrem na América do Sul e na África, enquanto nos Estados Unidos e na Europa os

dispêndios se reduziram. Na Ásia, ocorreram mais de 10% das inversões, em países como a Indonésia, a Índia e a Malásia (DOUGLAS-WESTWOOD, 2007; 2010).

Conforme dados da Simmons & Company (2011), os investimentos em exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas já representam mais da metade dos investimentos totais no ambiente *offshore*, como se apresentam na figura 15, os investimentos em exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas já representam mais da metade dos investimentos totais no ambiente *offshore*.

Figura 15 - Distribuição Regional dos Investimentos em E&P por Região, por Profundidade



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

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

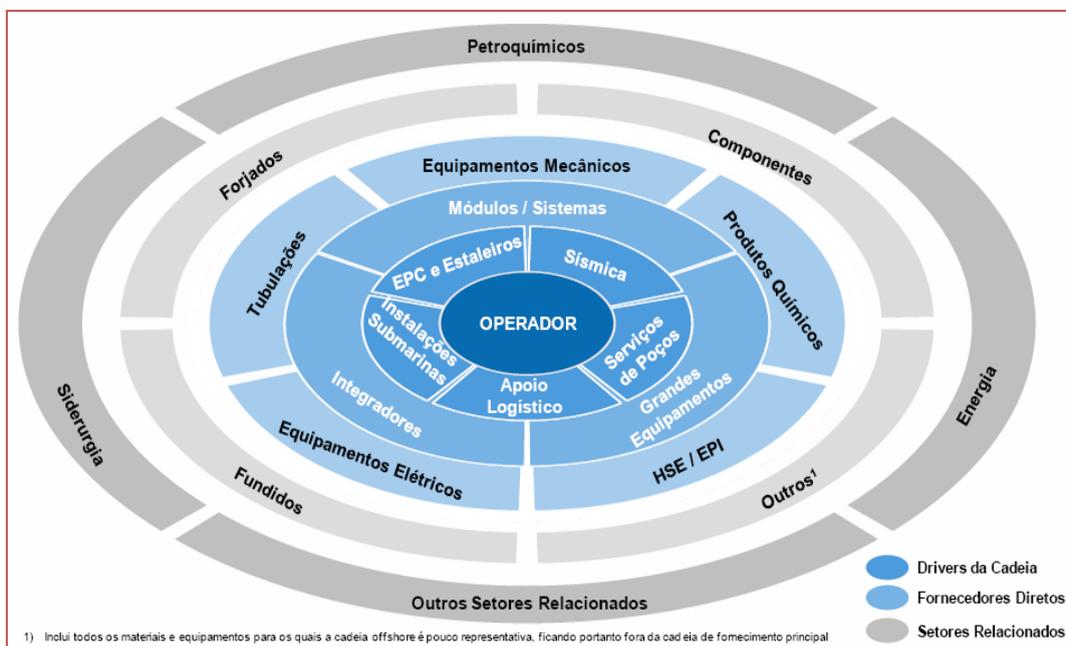
No entanto, a partir de 2001, os investimentos em águas profundas resultaram em mais descobertas (em termos de reservas) do que as inversões em águas rasas, onde o volume de capital empregado foi superior (EIA, 2008). Adicionalmente, o crescimento dos investimentos em termos nominais foi maior do que a magnitude do aumento físico na produção, o que expressa uma trajetória inflacionária bem definida na indústria. Isso adiciona riscos à atividade petrolífera (BREWER e MCKEEMAN, 2011). Este tema será elaborado com mais riqueza de informações e análises no próximo capítulo deste livro.

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

5.4 A ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE FORNECIMENTO DE BENS E SERVIÇOS

A indústria de serviços e equipamentos de exploração e produção de petróleo e gás engloba empresas de distintas naturezas que prestam serviços geofísicos, geológicos, e outros serviços de exploração e produção de hidrocarbonetos sobre uma base contratual. Essas companhias adquirem insumos de diversos setores da economia, tornando relativamente complexa a cadeia completa do setor de petróleo. A representação gráfica da Figura 16 a caracteriza segundo as relações estabelecidas entre seus fornecedores. Fica evidente a centralidade da figura do operador e os importantes papéis dos *drivers* da cadeia que coordenam os fornecedores diretos, os quais, por sua vez, demandam dos demais setores relacionados.

Figura 16 - Caracterização da Cadeia de Fornecimento de Bens e Serviços Offshore



Fonte: ONIP (2011)

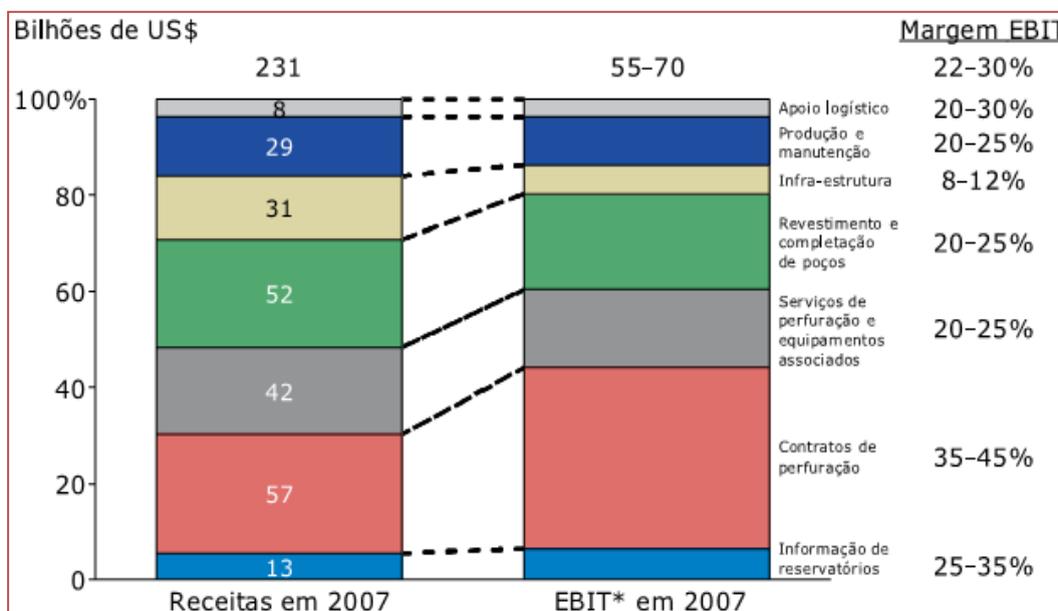
Não existe um critério padrão para segmentar o setor de serviços e equipamentos de exploração e produção de petróleo e gás. A *Eastern Research Group, Inc.* (ERG, 2011, p.1) organizou a indústria em dezessete subdivisões. Já a ONIP (2011) usa a classificação da Figura 16, com os oito segmentos principais, representados na tonalidade azul mais escuro, à exceção do operador. O estudo da FD Capital (2010) utiliza 32 classes. Para os propósitos deste livro, classificaremos em oito grupos de referência, os quais correspondem às mesmas categorias utilizadas pelo estudo de Bain e Company (2009, p.121), definidas a seguir:

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

Há que se considerar, entretanto, que o oitavo grupo não é relevante em termos de geração de valor e, portanto, não é representado nas figuras e análises. Os demais grupos podem ser identificados na figura

17, que mostra a distribuição entre os segmentos do total de receitas auferidas pela indústria. No ano de 2007, ela foi de US\$231 bilhões. Os lucros foram estimados entre US\$55 bilhões e US\$70 bilhões. A maioria dos sub-setores possuía margens de lucro oscilando entre 20% e 30% das receitas. Eram dois os casos extremos que compunham as exceções. O primeiro era o setor de infraestrutura, com margem que não passava entre 8% e 12%. Por essa razão, os nichos dessa indústria enfrentaram dificuldades no período recente. O segundo era o de contratos de perfuração, que chegava a ter margem de 45% da sua receita. Eles eram os setores com maior e menor rentabilidade da indústria, respectivamente.

Figura 17 - Receitas e Rentabilidades dos Segmentos



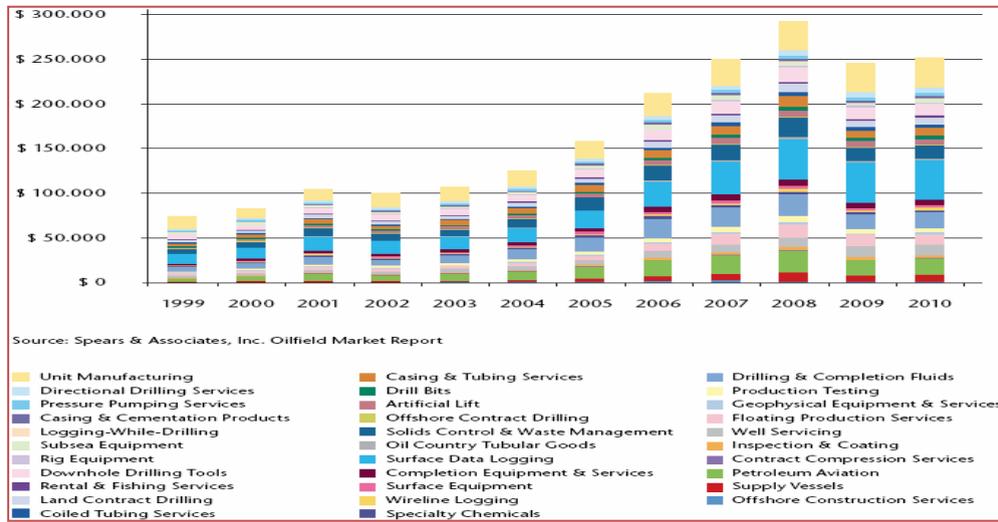
Fonte: Bain & Company (2009)

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

- 1) Integradores: grandes empresas que fornecem serviços de maior conteúdo tecnológico. Via processo de F&A, elas se estabeleceram em vários outros segmentos;
- 2) Perfuradores (Drillers): dedicadas ao fornecimento de serviços de perfuração;
- 3) EPCistas: originalmente forneciam serviços de engenharia, compras e construção;
- 4) Fabricantes de equipamentos: oferta de equipamentos, consumíveis e serviços;
- 5) Empresas de apoio logístico: serviços de transporte de insumos e equipamentos;
- 6) Empresas de nicho: focadas em mercados específicos (ex.: aluguel de barcos).

Deve-se compreender que a indústria parapetrolífera é bastante peculiar, pois é, ao mesmo tempo, fragmentada e concentrada. Fragmentada, porque há muitas empresas altamente especializadas. A raiz dessa fragmentação pode ser percebida na figura 18, a qual mostra fragmentos da indústria. De fato, uma empresa especializada pode atuar exclusivamente em um deles.

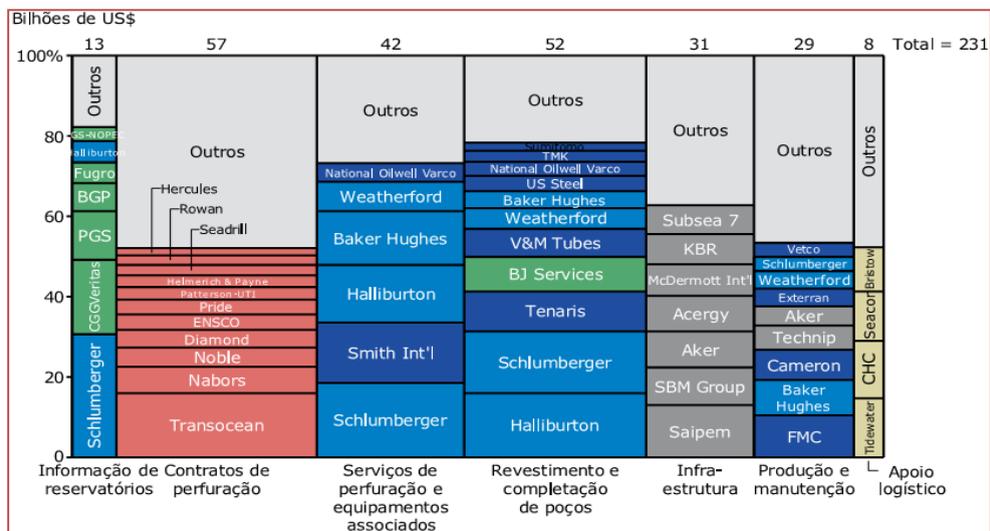
Figura 18 - Participação de Mercado de 32 Classes de Equipamentos e Serviços



Fonte: FD Capital (2010)

A indústria também é concentrada porque em cada um de seus segmentos os líderes possuem grande *market share*. A Figura 19 representa, no eixo vertical, a participação relativa de cada empresa nos segmentos existentes. No eixo horizontal ela mostra a importância de cada segmento no total de receitas da indústria. Apesar dos integradores (em azul claro) deterem participação de mercado significativa em vários segmentos, eles não participam do segmento de infraestrutura e de contratos de perfuração, que são os dois extremos em termos de rentabilidade.

Figura 19 - Receitas dos fornecedores de serviços e equipamentos de E&P em 2007



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

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

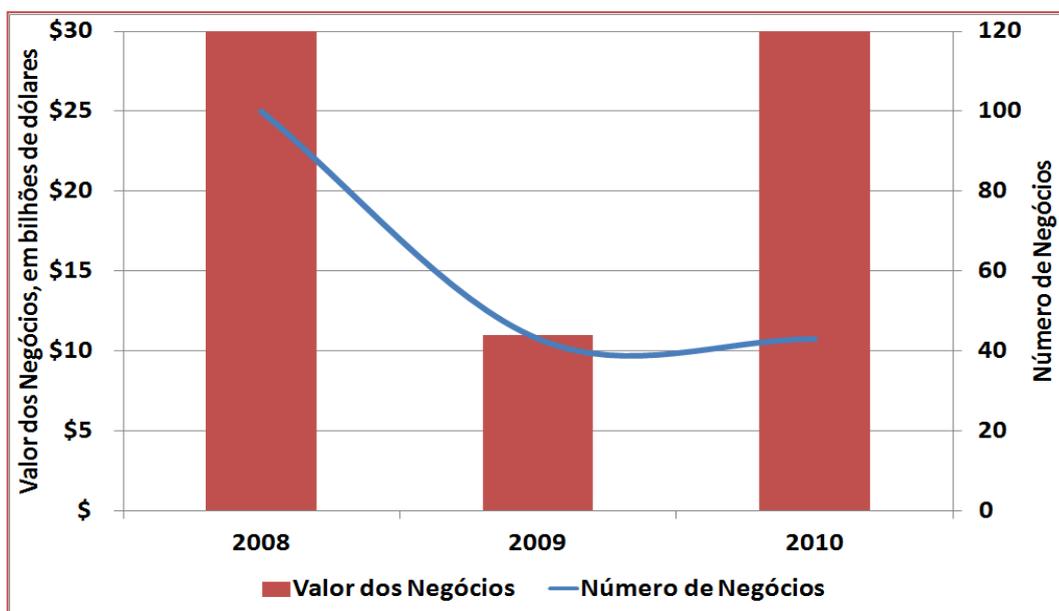
Já a Baker Hughes era o terceiro maior *player*. Conforme FD Capital (2010, p.50), suas recentes aquisições a tornaram líder dos serviços de cimentação para completação de poços. Ela atua de forma significativa em três segmentos, a saber: i) serviços de perfuração e equipamentos associados; ii) revestimento e completação de poços e; iii) produção e manutenção. O quarto maior integrador, a Weatherford, também estava mais dedicado a essas mesmas três atividades. Trata-se da quinta maior empresa da indústria.

A Transocean, por sua vez, era a líder do segmento de contratos de perfuração e a quarta maior da indústria. Está focada em serviços *offshore* e possui a maioria das sondas apropriadas para águas profundas. Ela é o resultado do processo de fusões e aquisições (F&A) de várias companhias deste segmento, desde os anos 1990. No período recente o processo de concentração continuou envolvendo grandes volumes de recursos, como se pode observar na figura 20. A exceção é o ano de 2009, quando os efeitos do ciclo econômico ainda pesavam sobre a economia. Naquele momento os preços do petróleo se mantinham muito abaixo do registrado até meados de 2008 e o ritmo das atividades da indústria se desacelerou. Em 2010, o número de negócios não se alterou, mas a magnitude dos valores envolvidos voltou aos patamares de 2008, indicando que os negócios envolveram firmas de maior porte.

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

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

Figura 20 - Negócios Globais de Fusão e Aquisição na Indústria Parapetrolífera, entre 2008 e 2010, em valores e em número de negócios



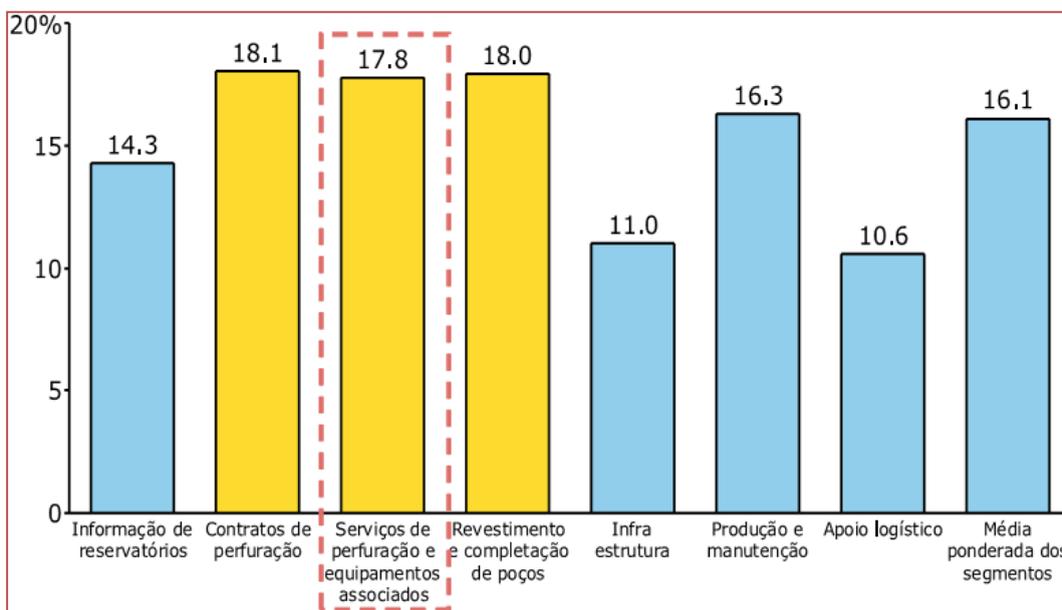
Fonte: Elaboração Própria, adaptado de Ernst Young (2011)

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

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

A figura 21 mostra a média histórica de crescimento dos oito segmentos discutidos entre 1999 e 2007. Vale salientar que o maior crescimento ocorre nas atividades relacionadas à perfuração (por volta de 18%), as quais estão destacadas na figura. A média ponderada de crescimento do conjunto deles foi da ordem de 16%. A seguir, abordaremos os principais aspectos da evolução dos segmentos de sísmica, perfuração e construção; o crescimento de cada mercado e as tendências futuras em termos de demanda e preços.

Figura 21 - Crescimento Médio Anual Ponderado dos segmentos do setor parapetrolífero



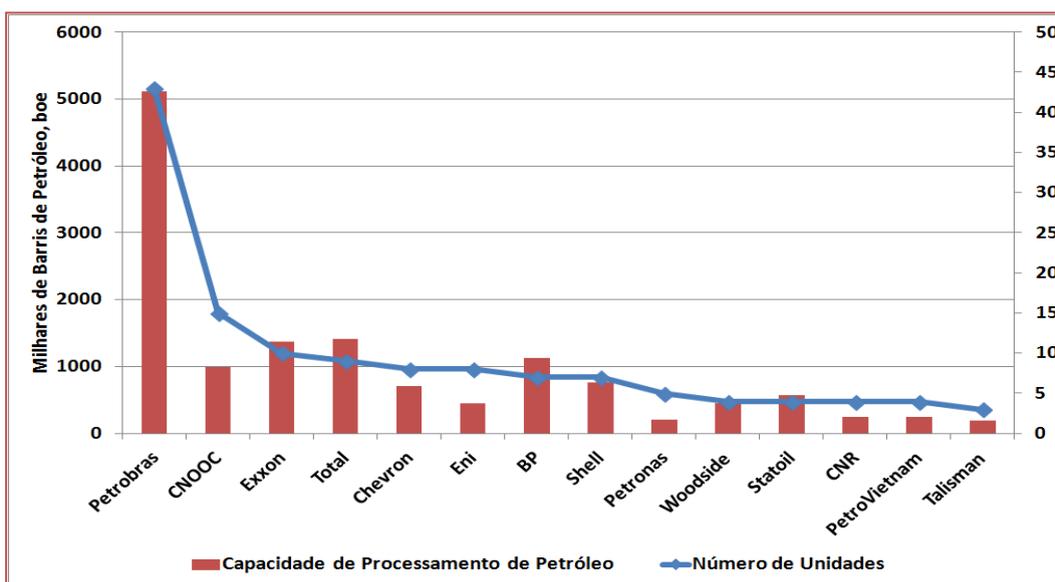
Fonte: Bain & Company (2009)

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

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

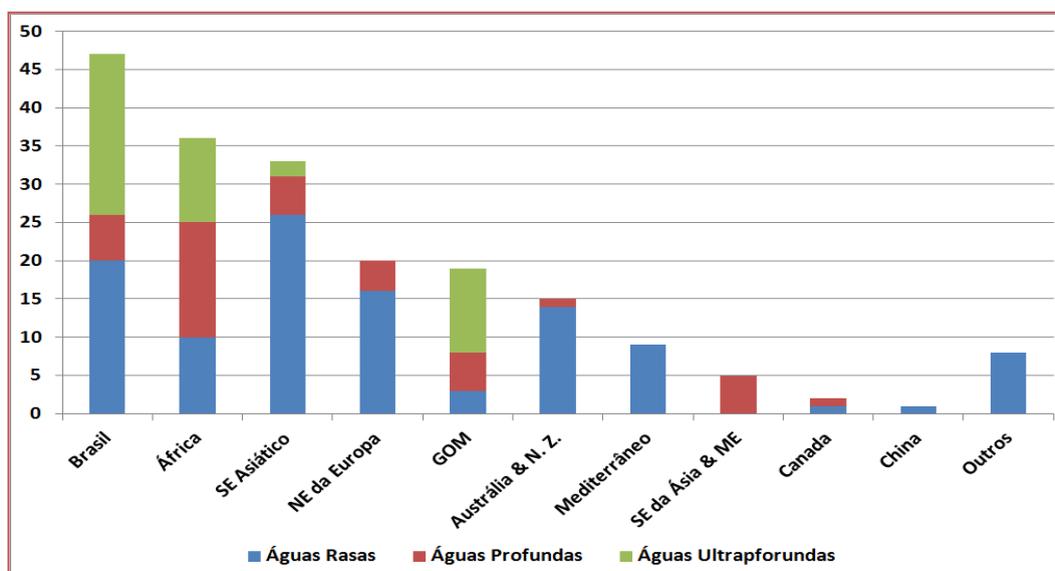
No mercado de unidades flutuantes, como se pode observar nas figuras 22 e 23, as expectativas são promissoras. Projeta-se uma procura de 120 a 175 novas unidades entre 2011 e 2015. A taxa de utilização é superior a 95% das 250 unidades em operação ou disponíveis, um número duas vezes maior do que o que existia em 2001. Do total de unidades, 62% eram de FPSO's, 17% de TLP, 9% SPAR e 5% de embarcações de regaseificação de GNL. A Petrobras possuía 43 FPSO's, com capacidade total de processar 5,1 milhões de boe/dia.

Figura 22 - FPSO's em Operação ou Encomendadas



Fonte: Oil and Gas Journal (2011)

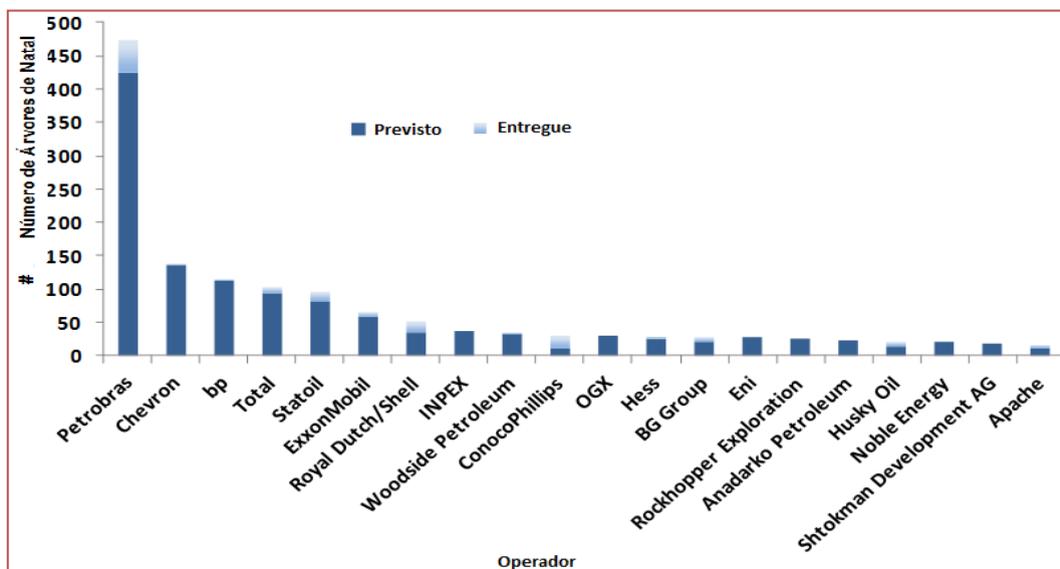
Figura 23 - Projetos de Unidades Flutuantes no Estágio de Planejamento



Fonte: Oil and Gas Journal (2011)

Além disso, a demanda nos demais segmentos da indústria parapetrolífera também se manteve alta dada a magnitude dos campos. Segundo CLSA (2012), os campos *offshore* brasileiros, por serem grandes, requerem o emprego de maior número de árvores de natal molhadas. Desta forma, o Brasil responderá por 28% do total da demanda mundial de árvores de natal nos próximos 6 anos. A figura 24 demonstra com clareza a superioridade da demanda da Petrobras em relação aos demais *players*.

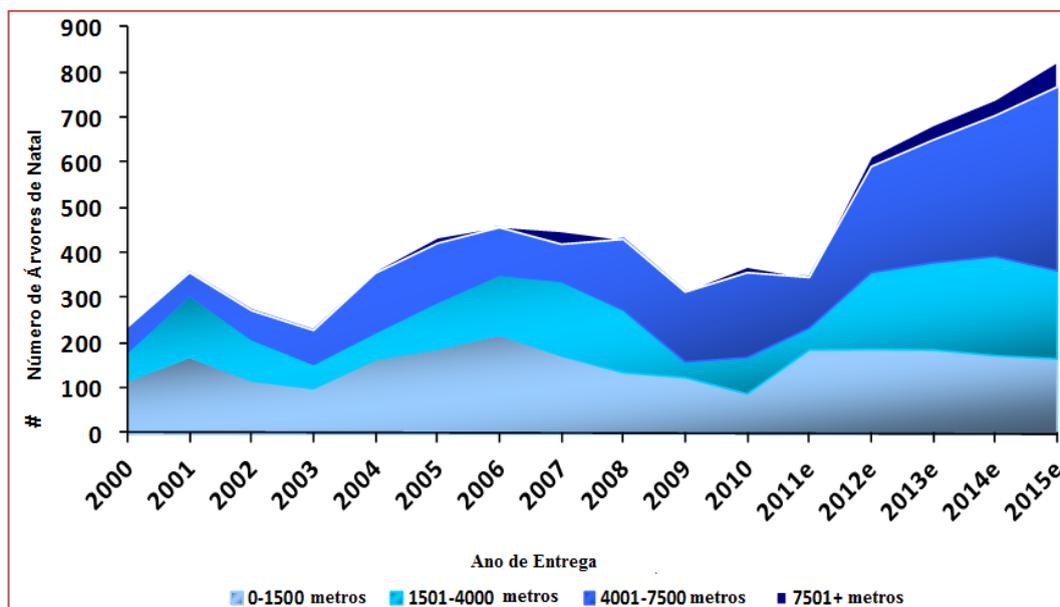
Figura 24 - Árvores de Natal molhadas instaladas por operador



Fonte: Quest *Offshore* (2011)

A figura 25 mostra que as operadoras demandaram quantidades crescentes de árvores de natal entre 2003 e 2008. A queda dos preços do petróleo reduziu a demanda, a qual tende a ser retomada rapidamente com os projetos em execução e os planejados. Os projetos em maiores profundidades apresentam taxas de crescimento mais elevadas.

Figura 25 - Árvores de Natal molhadas contratadas por profundidade (em pés), entre 2000 e 2015



Fonte: Quest *Offshore* (2011)

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

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

É fato que grande parte desse aquecimento do mercado se deve aos altos patamares de preços do petróleo. Todavia, o elevado potencial remanescente em águas profundas e o surgimento de novas tecnologias abriram novos universos de possibilidades. Conforme CLSA (2012, p. 38-39) as novas tecnologias têm ajudado os operadores a quebrar recordes de profundidade e produtividade. A melhoria no processamento em equipamentos submarinos também vem reduzindo o peso dos equipamentos instalados na superfície da unidade de produção. Grande parte desses avanços foi lograda pelos esforços de desenvolvimento tecnológico empreendido pelas parapetroleiras.



Considerações Finais

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

A importância de compreender como o petróleo é classificado reside no fato de que a diversidade da indústria do petróleo começa no próprio produto, mas ela é “descaracterizada” quando se adotam padrões de simplificação e padronização do produto para torná-lo próprio para o uso. Também é preciso notar que as receitas oriundas da extração e venda do petróleo podem variar segundo as suas características. Da mesma forma que os custos de desenvolvimento e produção, a partir de um campo, podem assumir distintas magnitudes conforme os atributos do produto, segundo a necessidade de infraestrutura de armazenamento e escoamento ou em função de gastos adicionais com recuperação artificial.

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

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

Constata-se, ademais, que a presença de firmas com estruturas organizacionais e nichos de atuação distintos pode tornar a comparação entre elas inócua, caso os dados e os objetivos da comparação não forem bem definidos e focados em um determinado nicho, respeitando as suas especificidades.

Os países hospedeiros de petróleo e gás apresentam uma propensão a adotar arranjos contratuais que os ajudem a se apropriar de uma parte da renda petrolífera. Quando eles estabelecem parâmetros que posicionam o *government take* em níveis mais elevados do que o adequado, considerando as características técnico-econômicas dos seus reservatórios, estes países podem desestimular os investimentos. Quanto maior as participações do governo na atividade petrolífera de um país ou área de atuação, maior tende a ser a importância dos custos nas atividades petrolíferas empreendidas neste local.

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

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

instrumentos de tributação (direta e indireta) presentes no país podem influenciar os custos da atividade petrolífera.

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

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

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

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

Para agravar a situação, parte considerável dos custos se concentra nas fases iniciais do ciclo de vida de um projeto e correspondem aos custos de capital. Estes, por seu turno, começam a ser recompensados somente quando a produção se inicia. Eles estão sujeitos aos efeitos da inflação e das despesas financeiras incorridas pelo investidor. Cenários de altos preços do petróleo, combinados com escassez relativa de força de trabalho, bens e serviços podem inflacionar os custos. Merece destaque o elevado tamanho das descobertas realizadas em águas profundas. Na verdade, quanto maiores forem as reservas, menores serão os custos por barril, *ceteris paribus*. As economias de escala são importantes para este setor.

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

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

Empresas como BP, Shell e Petrobras, que estiveram entre as primeiras a se posicionar nessa fronteira exploratória, acumularam larga experiência nessa atividade e, atualmente, figuram como as maiores operadoras de campos de águas profundas. A competência para operar projetos com bom desempenho em custos depende de acúmulo de conhecimento e aprendizagem tecnológica. Também decorre da capacidade para absorver tecnologias e conhecimento produzido pela cadeia fornecedora de bens e serviços. Estas firmas têm sido responsáveis por grande parte das inovações empregadas no setor.

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

Por fim, deve-se compreender a complexidade do setor petrolífero e a necessidade que as petroleiras têm de desenvolver capacitações dinâmicas e reconfigurar as suas competências. Essa é a maneira mais adequada para que as empresas de petróleo e gás se tornarem e se manterem competitivas em projetos *offshore* de águas profundas. Em suma, este livro discorreu sobre diversos aspectos técnicos, regulatórios e de mercado que têm impactos nos custos de capital e na economicidade da atividade petrolífera *offshore* em águas profundas.



Bibliografia

REFERÊNCIAS

- [1] ABDEL-AAL, H. K.; AGGOUR, M.; FAHIM, M. A. *Petroleum and Gas Field Processing*. [s.l.] CRC Press, 2003.
- [2] ACHA, V.; CUSMANO, S. Sharing capabilities, Patterns of R&D Co-operation in *Upstream Petroleum Industry*. In Conference "The future of Innovation Studies Eindhoven", 2001.
- [3] 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.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). Desenvolvimento e Produção. Disponível em <http://www.anp.org.br> (Acessado em outubro de 2011).
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). Desenvolvimento e Produção. Disponível em <http://www.anp.org.br> (Acessado em outubro de 2011).
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). Indício de Hidrocarbonetos Constatados. Disponível em <http://www.anp.org.br> (Acessado em outubro de 2011).
- [7] AL-ATTAR, A.; ALOMAIR, O. Evaluation of *upstream* petroleum agreements and exploration and production costs. *OPEC Review*, v. 29, n. 4, p. 243-266, 2005.
- [8] ALMEIDA, E. F. et al. Comparação dos modelos fiscais de partilha e concessão. Ciclo de debates sobre petróleo y economia. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Bicomustíveis, Grupo da Economia da Energia, Instituto de Economia. Rio de Janeiro, 2016.
- [9] AUSTIN, D. *et al.* History of the *offshore* oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report. Papers on the evolving *offshore* industry. v.1. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, Nova Orleans, Estados Unidos. OCS Study MMS 2004-049. 98 p. 2004.
- [10] BAI, Y.; BAI, Q. *Subsea Engineering Handbook*. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2012.
- [11] 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.
- [12] BASTOS, B. L. C. X. 20 Years of Drilling and Completion Experience in Campos Basin: A Results Review *Offshore Technology Conference*. Anais... Houston, Texas: 1997. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-8488-MS&societyCode=OTC>>
- [13] BELLARBY, J. *Well Completion Design*. [s.l.] Elsevier, 2009.
- [14] BINDEMANN, K. "Production-sharing agreements: an economic analysis." Oxford Institute for Energy Studies, World Petroleum Market Paper Series #25. 1999.
- [15] BJORLYKKE, K. *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*. [s.l.] Springer, 2010.
- [16] BOSCHECK, R. Assessing "New" *Upstream* Business Models IMD International, 2006.
- [17] BP. Operating at the energy frontiers: How a revitalized BP is driving efficiency, momentum and growth. Annual Review. 2009.
- [18] BP. Statistical Review of World Energy. 2010
- [19] BREIDENTHAL, J.; OCHTERBECK, C. Chevron's Project Management Approach to Plan and Drill Deepwater Gulf of Mexico Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Anais... 2008.
- [20] BURYAKOVSKY, L. *et al.* Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reservoirs. [s.l.] John Wiley & Sons, 2012.
- [21] BUSH, J. W.; JOHNSTON, D. International Oil Company Financial Management in Nontechnical Language. [s.l.] PennWell Books, 1998.
- [22] CAIRNS, W. J.; ROGERS, P. M. *Onshore Impacts of Offshore Oil*. [s.l.] Taylor & Francis, 2004.
- [23] CERRITO, E.; CIPRIGNO, M. Aquila Field - Advanced contracting strategies for the *offshore* development, in 850 meter water depth SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anais... Denver, Colorado: 1996. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00036618&societyCode=SPE>>
- [24] Chakrabarti, S. K. *Handbook of offshore engineering*. Technology & Engineering. Elsevier, 2005.
- [25] CHANDLER, Alfred Dupont; HIKINO, Takashi; CHANDLER, Alfred D. Scale and scope: The dynamics of industrial capitalism. Harvard University Press, 2009.

- [26] CHATAR, C.; ISRAEL, R. R.; CANTRELL, A. J. Drilling Deep in Deep Water: What It Takes to Drill Past 30,000 ft IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. Anais... New Orleans, Louisiana, USA: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 2010. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-128190-MS&societyCode=SPE>
- [27] CHAUDHRY, A. Oil Well Testing Handbook. [s.l.] Elsevier, 2004.
- [28] CHUNG, J.-S. *et al.* Development of EPS FPSO and Riser System for Deepwater Gulf of Mexico *Offshore Technology Conference*. Anais... 2008. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-19679-MS>. Acesso em: 22 mar. 2013.
- [29] CIMOLI, M. e DOSI, G. Technological Paradigms, Patterns of Learning and Development: an introductory roadmap. *Journal of Evolutionary Economics*, 5: 243-268. 1995.
- [30] CLO, A. Oil Economics and Policy. Springer. 2000.
- [31] CLSA. Subsea Acceleration: fathoming new technologies. Blue Books: Experts' views for expert investors. 2012
- [32] CONAWAY, C. F. The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide. [s.l.] PennWell Books, 1999.
- [33] CRUZ, A. M.; KRAUSMANN, E. Damage to *offshore* oil and gas facilities following hurricanes Katrina and Rita: An overview. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, v. 21, n. 6, p. 620-626, nov. 2008.
- [34] DANESH, A. PVT and Phase Behaviour Of Petroleum Reservoir Fluids. [s.l.] Elsevier, 1998.
- [35] DAVIS, J. D. The changing world of oil: an analysis of corporate change and adaptation. Ashgate Publishing, 2006.
- [36] DAVIES, R. R. J. 3d Seismic Technology: Application to the Exploration of Sedimentary Basins. [s.l.] Geological Society, 2004.
- [37] DOUGLAS WESTWOOD. The World Deepwater Market Report 2008-2012, Canterbury, UK, p.148. 2007.
- [38] DOUGLAS WESTWOOD. World Deepwater Market Report 2010-2014. 2010.
- [39] DREWS, A. W. Manual on Hydrocarbon Analysis. [s.l.] ASTM International, 1998.
- [40] 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.
- [41] ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. Petroleum production systems. [s.l.] PTR Prentice Hall, 1994.
- [42] EIA. Oil and Gas Supply Module U.S. Energy Information Administration, 2012a. Disponível em: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/oil_gas.pdf
- [43] _____. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2012 EIA - Energy Information Administration, 2012b. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554%282012%29.pdf>
- [44] ERIVWO, O. E.; ADELEYE, O. A. Narrow Margin Drilling in Deepwater: Solution Concepts SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Anais...Galveston, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2012. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-156254-MS&societyCode=SPE>
- [45] ERNST & YOUNG. Capital Project life cycle management for oil and gas. ERNST & YOUNG, 2012.
- [46] ERNST & YOUNG. *Global oil and gas tax guide 2011*. Retrieved from: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil--Gas/The-Ernst--Young-global-oil-and-gas-tax-guide-2011>.
- [47] ERNST & YOUNG. Revenue from contracts with customers — impact on the oilfield services sector. IFRS financial reporting issues in the oil and gas sector. 2011.
- [48] EUROPEAN COMMISSION. Monitoring Industrial Research: The 2011 EU Industrial R&D Investment Scoreboard. Institute for Prospective Technological Studies. 2012.
- [49] FAHIM M. A., AL-SAHAF T. A., LABABIDI H. M. S., A. ELKILANI, Fundamentals of Petroleum Refining, Elsevier, Amsterdam, 2010.
- [50] FD Capital. Energy Equipment and Support Services Oilfield Services Sector Report. FD Capital. 2010.
- [51] FORREST, R. Challenging the Integrated Oil and Gas Model ATKEARNEY, , 2011.
- [52] FOSSEN, H. Structural Geology. [s.l.] Cambridge University Press, 2010.
- [53] 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.

- [54] FURTADO, A. *et al.* Política de compras da indústria do petróleo e gás natural e a capacitação dos fornecedores no Brasil: o mercado de equipamentos para o desenvolvimento de campos marítimos. In: Projeto CTPETRO/Tendência Tecnológicas, Rio de Janeiro: 2003.
- [55] GERWICK, B. C. Construction of Marine and *Offshore* Structures. Technology & Engineering. CRC Press. 2007.
- [56] GHANDI, A.; LIN, C.-Y. C. Service Contracts around the World: A Review. 2013.
- [57] GHOSH, T. K.; PRELAS, M. A. Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources. [s.l.] Springer, 2009.
- [58] GLOBAL OIL INSIGHT. The Gulf of Mexico well blowout & future world oil supplies. CGES. 2010. Disponível em : <http://www.cges.co.uk/resources/articles/2010/07/29/the-gulf-of-mexico-well-blowout-future-world-oil-supplies>. Acesso em março de 2012.
- [59] GOMES, C. Gestão de Custos na Produção de Petróleo na Petrobrás: Uma análise empírica. (Dissertação de Mestrado). Fundação Getúlio Vargas. 2008.
- [60] GRECCO, M. DeepStar: 15 Years of Collaboration Between Contractors, Academia, and the Oil Companies on Technology for Deep Water. The *Offshore* Technology Conference, abr. 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-18511-MS&societyCode=OTC>>. Acesso em: 24 mar. 2013
- [61] GUDMESTAD, O. T.; ZOLOTUCHIN, A. B.; JARLSBY, E. T. Development of Petroleum Resources with Emphasis on *Offshore* Fields. [s.l.] WIT Press, 2010.
- [62] HALL, R. E. The relation between price and marginal cost in US industry. [s.l.] National Bureau of Economic Research Cambridge, Mass., USA, 1988.
- [63] HENERY, D.; INGLIS, R. B. Prospects and Challenges for the FPSO. *Offshore* Technology Conference. Anais... Houston, Texas: 1995. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-7695-MS&societyCode=OTC>>
- [64] HENRY S. PETTINGILL, H. S. P.; WEIMER, P. World-Wide Deepwater Exploration and Production: Past, Present and Future. The *Offshore* Technology Conference, maio 2002. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=OTC-14024-MS>>. Acesso em: 25 mar. 2013
- [65] HANSON, D. A. Increasing extraction costs and resource prices: Some further results. The Bell Journal of Economics, p. 335-342, 1980.
- [66] 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>
- [67] HILBERT, L. B. *et al.* Modeling Horizontal Completion Deformations in a Deepwater Unconsolidated Shallow Sand Reservoir SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anais...New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers, 2009. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-124350-MS&societyCode=SPE>>
- [68] HUGMAN, R. H. *et al.* Tight Gas Field, Reservoir, and Completion Analysis of the United States: Output tables. [s.l.] Gas Research Institute, 1993.
- [69] HUMPHRIES, M. E. The competitive environment for oil and gas financing. Financing the energy sector in developing countries, v. 23, n. 11, p. 991-1000, nov. 1995.
- [70] 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. 300 p. 2011.
- [71] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (EIA). World Energy Outlook. 2008.
- [72] IOOTTY, M. Mudanças no Ambiente Competitivo e Novas Estratégias Tecnológicas: uma análise sobre as principais empresas parapetrolíferas a partir dos anos 80. RBI-Revista Brasileira de Inovação, v. 3, n. 2, dez. 2004.
- [73] JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. Hydrocarbon Exploration & Production. [s.l.] Elsevier, 2008.
- [74] JAMES, R. A. STRATEGIC ALLIANCES BETWEEN NATIONAL AND INTERNATIONAL OIL COMPANIES. Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, 25 out. 2011.
- [75] JOHNSTON, D. International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis. [s.l.] PennWell Books, 2003.
- [76] JOHNSTON, D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. PennWell Books, Tulsa, OK. (1994a).
- [77] JOHNSTON, D. (1994b). "Global petroleum fiscal systems compared by contractor take." Oil and Gas Journal. 92(50):47-50

- [78] KELLOGG, R. LEARNING BY DRILLING: INTERFIRM LEARNING AND RELATIONSHIP PERSISTENCE IN THE TEXAS OILPATCH. *The Quarterly Journal of Economics*, v. 126, n. 4, p. 1961–2004, 1 nov. 2011.
- [79] KENNEDY, BARBARA A.; KENNEDY, BRUCE A. *Surface Mining*, 2e. [s.l.] SME, 1990.
- [80] 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>
- [81] KIRK, C. W. V.; BAUGHMAN, G. Case Histories of International Partnerships for Training, Education, and Research Through Teams of NOCs, IOCs, and Universities *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Anais...Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-130727-MS&societyCode=SPE>
- [82] LAFONTAINE, F.; SLADE, M. Vertical Integration and Firm Boundaries: The Evidence. *Journal of Economic Literature*, v. 45, n. 3, p. 629–685, 1 set. 2007.
- [83] LEFFLER, W. L.; PATTAROZZI, R.; STERLING, G. *Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide*. PennWell Books, Oct 2, 2011 - 275 pages
- [84] LUIS F. BENSIMON, CONSULTANT TO S.-I. Technology Gaps and Preferred Architectures for Deepwater FPSOs *Offshore Technology Conference*. Anais... Houston, Texas: 2001. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-13088-MS&societyCode=OTC>
- [85] LUNDVALL, BAAKE. The economics of knowledge and learning. *Research on Technological Innovation, Management and Policy*, v. 8, p. 21–42, 2004.
- [86] MALERBA, F. Learning by firms and incremental technical change. *The economic journal*, p. 845–859, 1992.
- [87] MARCEL, V.; MITCHELL, J. V. *Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East*. [s.l.] Brookings Institution Press, 2006.
- [88] MASTRANGELO, C. F.; HENRIQUES, C. C. D. Petrobras Experience on the Operation of FPSOs. *The International Society of Offshore and Polar Engineers*, 2000. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=ISOPE-I-00-046&societyCode=ISOPE>
- [89] MAZEEL, M. *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*. [s.l.] Diplomica Verlag, 2010.
- [90] SANTOS, M. E. Competitive Strategies and Strategic Positioning of Oil Companies in the International Oil Business: Theory and Practice in Perspective *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anais... Houston, Texas: Copyright 1999, Society of Petroleum Engineers, Inc., 1999. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00056457&societyCode=SPE>
- [91] MOKHATAB, S.; POE, W. A. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2012.
- [92] MORAIS, José M. de. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. IPEA, 2013.
- [93] MURRAY, G.; THOMPSON, R.; FERRARIO, S. Cost Effective Development of a Remote Field: Installation of the Laminaria and Corallina Subsea Facilities *Offshore Technology Conference*. Anais...Houston, Texas: 1999. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-10836-MS&societyCode=OTC>
- [94] 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.
- [95] NETO, José Benedito Ortiz; SHIMA, Walter Tadahiro. Trajetórias tecnológicas no segmento offshore: ambiente e oportunidades. *Revista de Economia Contemporânea*, v. 12, n. 2, 2008.
- [96] NICHOLS, G. *Sedimentology and Stratigraphy*. [s.l.] John Wiley & Sons, 2009.
- [97] ODS-PETRODATA. *The outlook for offshore drilling*. 2010
- [98] OFSTAD, K.; KITTLSEN, E.-J.; ALEXANDER-MARRACK, P. *Improving the Exploration Process by Learning from the Past*. [s.l.] Elsevier, 2000.
- [99] OIL & GAS JOURNAL. Deepwater Crude Oil Output: How Large Will The Uptick Be? Vol. 108.41, November 1, 2010
- [100] OLDFIELD, G. Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines (SURF): Performance Management of Large Contracts in an Overheated Market; Risk Management and Learnings. *Offshore Technology Conference*. Anais...Houston, Texas, USA: 2008. Disponível em: <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19676-MS&societyCode=OTC>
- [101] WYMAN, Oliver. *Deepwater Drilling Rig Shortages: Is There a Way Out?* Houston: 2008.

- [102] WYMAN, Oliver. Oilfield Services and Equipment Sector Market Opportunity Update. Oliver Wyman. 2010.
- [103] 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.
- [104] Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP). Oportunidades e Desafios da Agenda de Competitividade para Construção de uma Política Industrial na Área de Petróleo: Propostas para um Novo Ciclo de Desenvolvimento Industrial. 12^o Encontro Internacional de Energia/FIESP Energia para um Brasil Competitivo. São Paulo, 15 de agosto de 2011.
- [105] Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP). Annual Statistical Bulletin 2010/2011. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em janeiro de 2012). OPEPb
- [106] Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP). Informações gerais. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em Janeiro de 2012). OPEPc
- [107] Organização dos Produtores e Exportadores de Petróleo (OPEP). OPEC Share of World Crude Reserves in 2010. Disponível em <http://www.opec.org> (Acessado em janeiro de 2012). OPEPa
- [108] PENN ENERGY. Future *Offshore/Onshore* Crude Oil Production Capacities. PennEnergy. Disponível em: <<http://www.pennenergy.com/index/articles/display/4653547367/articles/pennenergy/microblogs/rafael-sandrea/future-offshore-onshore-crude-oil-production-capacities.html>> Acesso em: 25 agosto 2011.
- [109] PETER LOVIE. The First FPSO in the US Gulf of Mexico: The 14-year journey.pdf. Journal Petroleum Technology - JPT, n. April, p. 39, 2010.
- [110] PFC Energy. Petrobrás, Statoil, BP still sinking billions into deep water. E&P PFC Energy: 2010. Disponível em: http://www.epmag.com/Production-Drilling/Petrobras-Statoil-BP-sinking-billions-deep-water_50332. Acesso 03/03/2012.
- [111] PORTER, M. E. Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior *Performance*. New York: Simon and Schuster. 1998a
- [112] PORTER, M. E. Estratégias: A Busca da Vantagem Competitiva. Harvard Business Review Book. Rio de Janeiro: Campus, 1998b.
- [113] POUYANNE, P. NOCs And IOCs - Competing or Co-operating? World Petroleum Congress, 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=WPC-19-4887&societyCode=WPC>>
- [114] PRIEST, T. The Offshore Imperative: Shell Oil's Search for Petroleum in Postwar America. Texas A&M University Press. 2007.
- [115] RIBEIRO, M. R. S. *Direito do petróleo*. 2.ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.
- [116] RIGZONE. Analysis: Deepwater Discoveries, Production Still Critical to Reserve Base. 2010.
- [117] ROBINSON, E. A.; TREITEL, S. Digital Imaging and Deconvolution: The Abcs of Seismic Exploration and Processing. [s.l.] SEG Books, 2008.
- [118] SABLOK, A. K.; BARRAS, S. A. SS: Spar Technology - The Internationalization of the Spar Platform *Offshore* Technology Conference. Anais... Houston, Texas: 2009. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-20234-MS&societyCode=OTC>>
- [119] SALINGER, M. A. The Meaning of "Upstream" and "Downstream" and the Implications for Modeling Vertical Mergers. The Journal of Industrial Economics, v. 37, n. 4, p. 373-387, 1 jun. 1989.
- [120] SANDREA, I.; ENFIELD, M. New strategies on horizon for exploration companies. Oil and Gas Journal, 9 mar. 2012.
- [121] SATTER, A.; IQBAL, G. M.; BUCHWALTER, J. L. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted With Simulated Software. [s.l.] PennWell Books, 2008.
- [122] 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.
- [123] SEIDLE, J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. [s.l.] PennWell Books, 2011.
- [124] SHIN, H.-S. *et al.* Collaboration for EPC of *Offshore* Structures. *Offshore* Technology Conference. Anais... Houston, Texas, USA: 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-19696-MS&societyCode=OTC>>
- [125] STATOILHYDRO. Technological Changes in Deep Water Exploration. 2010
- [126] STURT, A. C. The Scale and Scope of Economics. [s.l.] Churinga Publishing, 1995.
- [127] SZKLO, Alexandre Salem. Fundamentos do refino de petróleo. Interciência, 2008

- [128] TEECE, D. J. *Essays in Technology Management and Poli: Selected Papers of David J Teece*. [s.l.] World Scientific, 2003.
- [129] TEECE, D. J. The Dynamics of Industrial Capitalism: Perspectives on Alfred Chandler's Scale and Scope. *Journal of Economic Literature*, v. 31, n. 1, p. 199–225, mar. 1993.
- [130] THORNTON, R. A.; THOMPSON, P. Learning from Experience and Learning from Others: An Exploration of Learning and Spillovers in Wartime Shipbuilding. *The American Economic Review*, v. 91, n. 5, p. 1350–1368, 1 dez. 2001.
- [131] TORDO, S. *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*. [s.l.] World Bank Publications, 2007.
- [132] TORDO, Silviana, David Johnston, and Daniel Johnston. "Countries' Experience with the Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights: Strategies and Design Issues. World Bank Working Paper No. 179. 2010.
- [133] TOLMASQUIM, M. T.; JUNIOR, H. Q. P. *Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo*. [s.l.] Synergia, 2011.
- [134] VACTOR, S. V. *Introduction to the Global Oil & Gas Business*. [s.l.] PennWell Books, 2010.
- [135] VASSILIOU, M. S. *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*. [s.l.] Scarecrow Press, 2009.
- [136] VICTOR, N. On measuring the performance of national oil companies (NOCs). [s.l.] Mimeo, Stanford University, 2007. Disponível em: <<http://ada.edu.az/uploads/file/Measuring%20NOC%20Performance.pdf>>. Acesso em: 18 mar. 2013.
- [137] VIVODA, V. Resource nationalism, bargaining and international oil companies: challenges and change in the new millennium. *New Political Economy*, v. 14, n. 4, p. 517–534, 2009.
- [138] WODEHOUSE, J.; GEORGE, B.; LUO, Y. The Development of an FPSO for the Deepwater Gulf of Mexico. *The Offshore Technology Conference*, abr. 2007. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=OTC-18560-MS&societyCode=OTC>>. Acesso em: 17 mar. 2013.
- [139] YERGIN, D. *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*. [s.l.] Free Press, 2011.
- [140] ZIMMERLE, W.; ZIMMERLE, H. *Petroleum Sedimentology*. [s.l.] Springer, 1995.

Agência Brasileira do ISBN

ISBN 978-85-7042-182-1



9 788570 421821