



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

OS IMPACTOS DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS DE E&PEM ÁGUAS PROFUNDAS: UMA ANÁLISE SOBRE A ESTRUTURA DE CUSTOS NOUPSTREAM

HELDER SEABRA CONSOLI
Matrícula nº: 107429735

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2012



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

OS IMPACTOS DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS DE E&P EM ÁGUAS PROFUNDAS: UMA ANÁLISE SOBRE A ESTRUTURA DE CUSTOS NO UPSTREAM

HELDER SEABRA CONSOLI
matrícula nº: 107429735

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2012





AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus que me permitiu completar esta importante etapa na minha vida.

Agradeço ainda a todos os meus familiares, em especial à minha mãe Rosangela e meu pai Flávio, que me apoiaram desde o vestibular e suportaram meu mau humor e falta de tempo principalmente em períodos de provas.

Agradeço ainda aos meus amigos da faculdade Aline, Lin e Roger pelas horas de estudo e pela paciência.

Aos professores do Instituto de Economia (IE-UFRJ) e toda a equipe do Grupo de Economia de Energia que me proporcionaram uma formação de excelência.

E ao Programa de Recursos Humanos da ANP, por me proporcionar uma formação na área energética.



RESUMO

O crescimento da indústria de exploração do petróleo introduz a necessidade de observar um processo de sofisticação tecnológica e institucional para atender as demandas verificadas tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista ambiental. O avanço para a exploração em águas profundas e ultra-profundas apontam para que novas mudanças ocorram nas regiões onde tais atividades apresentam uma trajetória de crescimento. Deste modo, o objetivo deste trabalho é verificar a evolução dos custos de E&P em águas profundas, tendo em vista as mudanças institucionais referentes à proteção ao meio ambiente. Ou seja, considerando que as modificações regulatórias propostas após o acidente verificado no Golfo do México sejam efetivamente implementadas e que os requisitos e procedimentos de exploração de petróleo, desenvolvimento e operação de campos de produção se tornem mais rigorosos, o trabalho pretende comprovar a hipótese de que estas mudanças afetem significativamente nos custos de exploração em águas profundas.



LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
AUV	Autonomous Underwater Vehicles
boe	Barris de óleo equivalente
BP	BeyondPetroleum
bpd	Barris de petróleo por dia
Capex	Capital Expenditure
CDA	Centro de Defesa Ambiental
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CSEM	Controlled-source Electromagnetics
EIA	US Energy Information Administration
E&P	Exploração e Produção
EPA	US Environmental Protection Agency
EVA	Estudo de Viabilidade Ambiental
EXPROPER	Exploração, Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural
FPSO	Floating Production Storage & Offloading
FPSS	Floating Production Semi-Submersible
GLL	Guideline-less
GNL	Gás Natural Liquefeito
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
INPO	Institute of Nuclear Power Operations
ISO	International Organization for Standardization
MCS	Master Control System
MMS	Minerals Management Service
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
NR	Norma Regulamentadora
Opex	OperationalExpenditure
OSPRAG	Oil Spill Prevention and Response Advisory Group
PCA	Projeto de Controle Ambiental
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
Procap	Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas
RAA	Relatório de Avaliação Ambiental
RCA	Relatório de Controle Ambiental
SCM	Subsea Control Module
SEMS	Safety and Environment Management System
SMS	Segurança, Meio ambiente e Saúde
SWD	Seismic – While - Drilling
TFA	Taxa de Fiscalização Ambiental
TLP	Tension Leg Platform

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	9
CAPÍTULO 1 – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO.....	11
I.1 – O <i>Upstream</i> da Cadeia e suas Tecnologias	11
I.1.1 – A Exploração de Petróleo.....	12
I.1.1.1 – Estudos Geológicos	13
I.1.1.2 – Estudos Geofísicos	13
I.1.1.3 – Perfuração de Poços	17
I.1.1.4 – Riscos de Exploração	18
I.1.2 – Desenvolvimento.....	20
I.1.2.1 – Plataformas.....	21
I.1.2.2 – Infra-estrutura Submarina	25
I.1.3 – Produção.....	27
I.2 – O Desenvolvimento Histórico do E&P <i>Offshore</i>	28
I.2.1 – Golfo do México: O Berço da Exploração <i>Offshore</i>	29
I.2.2 – Brasil: um caso bem sucedido de Exploração <i>Offshore</i>	34
I.3 – As Empresas Petrolíferas e Para-petrolíferas	38
I.3.1 – Supermajors e a Nova Fronteira de Produção de Petróleo	39
I.3.2 – A Indústria de Fornecedores	44
CAPÍTULO 2: A ESTRUTURA DE CUSTOS DO OFFSHORE PROFUNDO	48
II.1 – Custos de Exploração.....	50
II.2 – Custos de Desenvolvimento.....	59
II.3 – Custos de Produção.....	63
CAPÍTULO 3: A SEGURANÇA AMBIENTAL E SEUS IMPACTOS SOBRE CUSTOS...	70
III.1 – Legislação Ambiental no <i>upstream</i>	70

III.2 – Custos Ambientais no <i>upstream</i>	75
III.2.1 – Custos de Prevenção	76
III.2.2 – Custos de Contenção de Acidentes.....	79
CAPÍTULO 4: DINÂMICA DOS CUSTOS NO UPSTREAM: UMA VISÃO PROSPECTIVA	91
IV.1 – As Respostas Institucionais ao Acidente.....	91
IV.1.1 – As Mudanças Intra-indústria Propostas.....	92
IV.1.2 – As Mudanças Regulatórias Propostas	94
IV.2 – Os Impactos sobre Custos de E&P	102
CONCLUSÃO.....	111
BIBLIOGRAFIA.....	112

INTRODUÇÃO

A evolução histórica da indústria do petróleo é caracterizada pela necessidade constante de avançar para novas fronteiras de exploração, tendo em vista o fato de o petróleo ser um recurso exaurível. Deste modo, é possível observar que a indústria se depara com novos desafios tecnológicos à medida que as novas fronteiras de exploração se estabelecem.

Combinados com os elevados riscos que surgem com o avanço sobre as fronteiras de exploração, estes fatores evidenciam a relação conflituosa entre as atividades do *upstream* e o meio ambiente. O passivo ambiental criado pela indústria é muito grande. Além da emissão de gases do efeito estufa e, consequentemente, do papel protagonista para o aquecimento global, a indústria de petróleo é responsável por derramamentos de óleo (em maior ou menor dimensão) que ameaçam a vida marinha e a economia das comunidades costeiras afetadas.

O acidente da plataforma *DeepwaterHorizon*, operada pela BP no Golfo do México em Abril de 2010 derramou aproximadamente 5 milhões de barris. Vários estados banhados pelo mar do Golfo foram atingidos social e economicamente. Deste modo, o acidente lembrou aos agentes da indústria os riscos relacionados ao delicado momento de fronteira pelo qual a indústria avança nos últimos anos(exploração em águas profundas).

O maior desastre ambiental da história dos Estados Unidos colocou, portanto, às autoridades responsáveis, o desafio de promover um ambiente regulatório sofisticado e capaz de atender as demandas ambientais e de segurança na exploração de petróleo em águas profundas. Tais mudanças atravessam fronteiras e alertam, de igual maneira, as autoridades de países onde a exploração de petróleo em águas profundas assume um papel central.

Em simultâneo, as mudanças institucionais verificadas e propostas, no período que se segue o acidente, aponta para a necessidade de procedimentos de segurança mais rigorosos e tecnologias de exploração mais sofisticadas a serem adotados pelas empresas de petróleo. Desta forma, o novo ambiente institucional, consequente da preocupação ambiental desencadeada pelo acidente, aponta para a elevação dos custos no *upstream* da cadeia.

Deste modo, um estudo sobre a estrutura de custos das empresas que atuam em E&P de petróleo permite uma visão mais clara dos novos elementos condicionantes da indústria em



questão (tanto do ponto de vista tecnológico quanto do ponto de vista institucional) e, simultaneamente, dos seus efeitos sobre a estrutura de custos das mesmas.

O objetivo do presente trabalho é, portanto, analisar a estrutura de custos de E&P de petróleo e, em paralelo, as mudanças institucionais propostas, de modo a identificar o impacto destas sobre a primeira. Pretende-se com isso, confirmar a hipótese de que as mudanças institucionais observadas refletirão no aumento de custos, tanto os custos de capital quanto os custos operacionais, das empresas de petróleo.

No Capítulo 1 serão expostos os elementos que caracterizam a indústria do petróleo, a descrição da cadeia do upstream, os fatores históricos que levaram a indústria a esta fronteira de exploração assim como uma análise do atual momento dos principais atores da indústria (petroleiras e fornecedores). No Capítulo 2 será analisada a estrutura de custos do setor, observando a participação e representatividade de cada etapa. No terceiro capítulo serão apresentados os fatores ambientais e regulatórios que se traduzem em custos para as empresas. E, o Capítulo 4 discorre sobre as mudanças regulatórias propostas pelas instituições competentes e seus impactos sobre custos. Ao final, serão especificadas as conclusões depreendidas dos elementos discutidos ao longo deste trabalho.

CAPÍTULO 1 – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO

O *upstream* da cadeia produtiva de petróleo apresentou, ao longo do século XX, mudanças condicionadas, dentre outros fatores, pela sua escassez. Durante este período, as atividades de exploração e produção *offshore* se estabeleceram na indústria e cresceram consideravelmente, consolidando o segmento como um dos principais responsáveis pelo suprimento mundial de petróleo. Analisar a evolução histórica e as especificidades que caracterizam o segmento em questão é essencial para um melhor entendimento do tema apresentado ao longo da monografia.

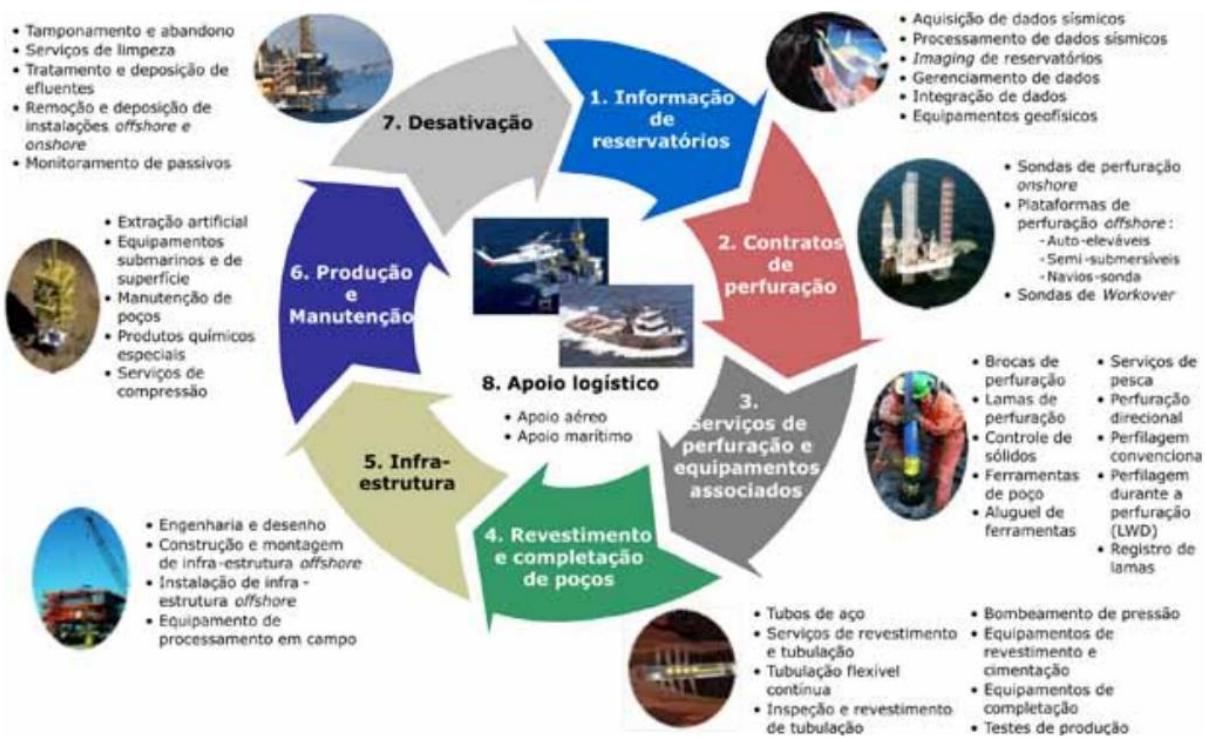
O presente capítulo visa, portanto, expor as principais características que configuram a atividade de E&P *offshore* e, para isto, será dividido em 3 partes. O primeiro item discorrerá sobre as fases do *upstream* da cadeia da indústria em questão e das tecnologias associadas às mesmas. O segundo item apresentará a evolução histórica da indústria *offshore* de petróleo. O terceiro item fará uma exposição das empresas petrolíferas e como as mesmas atuam no segmento *offshore* profundo, e o mercado de fornecedores de modo a explicitar as características de seus respectivos segmentos.

I.1 – O *Upstream* da Cadeia e suas Tecnologias

A cadeia produtiva da indústria do petróleo pode ser dividida em dois segmentos. Na fase do *upstream* estão compreendidas todas as atividades existentes desde o processo de aquisição de áreas para a exploração até o transporte do volume de hidrocarbonetos produzidos até a costa (no caso *offshore*). Esta fase pode ser decomposta em três processos que serão discutidos no próximo item: exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. A fase do *downstream*, compreende as etapas de transporte, refino e distribuição, necessárias para o fornecimento de derivados aos consumidores finais.

O raio de abrangência que este estudo pretende alcançar limita-se ao *upstream* da cadeia, portanto, serão discutidos neste item os elementos envolvidos nesta fase, que pode ser visualizada através do seguinte diagrama:

Figura 1 – Segmentos do mercado de equipamentos e serviços da cadeia de E&P



Fonte: Bain&Company

I.1.1 – A Exploração de Petróleo

A fase de exploração de petróleo é essencial para as empresas de petróleo. Apesar do elevado risco envolvido na atividade e o volume de recursos despendido, as grandes empresas de petróleo precisam constantemente investir neste segmento para manter o ciclo de reposição de reservas, ou seja, manter a razão R/P de modo a atender suas necessidades estratégicas.

A exploração de um bloco é uma tarefa que envolve dispendiosos estudos geológicos e geofísicos. Tais estudos se constituem a fim de localizar as áreas geológicas que apresentem as condições necessárias para a acumulação de petróleo e, especificar uma determinada área, dentre toda a região estudada, que apresenta maior probabilidade de conter petróleo. Além disso, na fase de exploração são feitas perfurações de prospecção, ou seja, perfuração de poços com o objetivo de verificar a existência de petróleo conforme indicado pelos estudos geológicos e geofísicos.

I.1.1.1 – Estudos Geológicos

Um programa exploratório se inicia com o estudo geológico de modo descobrir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos na região estudada. Neste sentido a disponibilidade de um geólogo experiente e que já possui conhecimento de áreas próximas à região explorada contribui fortemente para o sucesso da atividade. Nesta etapa, através de fotografias aéreas, é desenhado um mapa da topografia da área. A análise estereoscópica auxilia na identificação de afloramentos, falhas, e das formações geológicas que caracterizam a região.

Em áreas da superfície terrestre, utilizam-se métodos como a geologia de superfície, aerofotogrametria, fotogeologia e geologia de subsuperfície (não será feita uma abordagem detalhada já que o presente trabalho propõe discorrer sobre a atividade *offshore*). Na exploração *offshore*, entretanto, verificam-se métodos geológicos tais como as pesquisas do leito marinho (seabedsurveys).

As *seabedsurveys* objetivam reunir informações sobre o leito do oceano, identificando fatores topográficos e físicos que podem causar algum impacto nas atividades de E&P. Por exemplo, depósitos de hidrato, que podem ser encontrados durante a exploração em águas profundas, quando perfurados, podem liberar um considerável volume de gás. Isto expõe as atividades de E&P a perigos como a perda do controle do poço e da estabilidade da plataforma, ruptura do duto e incêndio na plataforma.

Do ponto de vista técnico, as pesquisas sobre o leito marinho em águas profundas são orientadas por instrumentos como sensores montados sobre uma towfish ligada ao navio de pesquisa e levada até a área estudada. Tais sensores, geralmente, possuem sonar multi-feixe capaz de gerar imagens de alta resolução da topografia do leito do oceano e de *subbottom profilers* que fornecem dados sobre as condições nas camadas superiores do leito do mar. (The World Deepwater Market Report 2008-2012, 2007, p.28)

I.1.1.2 – Estudos Geofísicos

Os estudos geofísicos são feitos através de medidas das propriedades físicas da terra e contribuem fortemente para adquirir dados sobre a estrutura e composição das rochas de



subsuperfície. Dois principais métodos foram fundamentais no início da prospecção de petróleo por métodos indiretos: a gravimetria e a magnetometria.

A gravimetria, associada à indústria do petróleo, está baseada na medida das variações de densidade em subsuperfície de modo a estimar a “...espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de rochas com densidades anômalas como as rochas ígneas e domos de sal, e prever a existência de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral desigual de densidades em subsuperfície.” (Thomas, 2001, p26).

Entretanto, o mapa gerado após as correções de latitude, elevação, topografia e marés, gera uma interpretação ambígua, pois diferentes elementos geológicos podem produzir perfis gravimétricos semelhantes. Deste modo, este método não é capaz de caracterizar fielmente a área geológica estudada, entretanto, juntamente com os demais estudos, contribui para evidenciar a existência de alguma anomalia que possa indicar a existência de petróleo.

Quanto à magnetometria, observando que rochas magnetizadas em subsuperfície se distribuem irregularmente, mede as variações de intensidade do campo magnético terrestre. Este método é mais complexo que o primeiro devido às variações na direção do vetor magnético da Terra. “Nos levantamentos aeromagnéticos as medidas obtidas pelos magnetômetros dependem de vários fatores, dos quais se destacam: latitude, altitude de vôo ou elevação, direção de vôo, variações diurnas e presença localizada de rochas com diferentes susceptibilidades magnéticas.” (Thomas, 2001 p.28)

No que concerne aos métodos de pesquisa desenvolvidos em período recente e mais utilizados, é importante destacar o papel das pesquisas eletromagnéticas (mais especificamente o CSEM) e da sísmica (particularmente a sísmica 3D e a utilização de AUV's) para o estudo da geologia submarina. As tecnologias utilizadas para as pesquisas eletromagnéticas são capazes de indicar a natureza do conteúdo de um reservatório, sendo, portanto, possível reduzir risco de perfurar um poço seco. Deste modo, este método tem sido utilizado com sucesso em vários reservatórios em águas profundas (no Mar do Norte e na Bacia Norte das Malvinas, por exemplo).

O CSEM (controlled-source electromagnetics) é a mais importante tecnologia criada desde a difusão da sismologia 3D¹ e pode ser utilizada como alternativa ou como complemento às pesquisas demais pesquisas realizadas. O CESM emprega uma tecnologia eletromagnética de sensor remoto que identifica a presença e a extensão de áreas sob o solo marinho onde os hidrocarbonetos se acumularam. Os resultados positivos da utilização de tal tecnologia costumam ser observados em áreas cujas estruturas geológicas são relativamente simples. Entretanto, há pesquisas bem sucedidas em estruturas geológicas mais complexas (tais como camadas de sal, carbonetos compactos ou *shallow gas* hidratos) devido a determinadas particularidades e à sofisticação do processo.

Além disso, a tecnologia proporciona um método que determina o grau de resistência da estrutura geológica antes da perfuração do poço. É capaz ainda de detectar e delinear resistentes camadas de rochas sob o leito do oceano, que podem estar associadas a hidrocarbonetos, fornecendo ainda a extensão ocupada por tais camadas.(MacGregor, L. M.; Scott, L. 2006)

Os estudos sísmicos, por sua vez, estão associados à indústria do petróleo desde os anos 1930, quando era utilizado para a exploração *onshore*. Desde então as técnicas utilizadas acompanham a evolução da indústria do petróleo, se adaptando às condições da mesma. As campanhas sísmicas são, frequentemente, desenvolvidas por empresas especializadas e contratadas pelas empresas de petróleo. Há ainda, em alguns países, um mercado desenvolvido de dados sísmicos, onde é possível comprar estas informações de empresas que já tenham feito o estudo anteriormente.

Dentre os diferentes métodos de prospecção sísmica, o método sísmico da reflexão é o mais utilizado na indústria do petróleo atualmente, pois fornece alta definição das características geológicas em subsuperfície, propícias a acumulação de hidrocarbonetos. Thomas (2001, p.30) afirma que o levantamento de dados sísmicos é feito através da geração de ondas, através de canhões ou outras fontes artificiais, que se propagam pelo interior da Terra e são refletidas de volta a superfície onde são captadas por equipamentos de registro.

¹ Que será abordado no sub-item seguinte.

Após a coleta dos dados sísmicos, os mesmos são processados em computadores de grande porte (que, ao passar dos anos, tornam-se progressivamente mais potentes e velozes). O objetivo do processamento de dados é produzir imagens da subsuperfície o mais fiel possível à estrutura geológica estudada. Após o processamento dos dados obtidos, as seções sísmicas são interpretadas para gerar mapas estruturais da bacia. Tal processo de análise indicará a existência de condições que sinalizam a possibilidade da presença de hidrocarbonetos acumulados e, a partir desta análise, decide-se perfurar (ou não) o poço pioneiro.

Dentre as técnicas utilizadas na exploração *offshore*, é fundamental destacar o importante papel da sísmica 3D. De acordo com Thomas, A vantagem da tecnologia 3D baseia-se na precisão e na facilidade de estudo da estrutura geológica devido aos detalhes das informações geradas. “A partir do cubo de dados 3D é possível gerar seções sísmicas verticais em qualquer direção, inclusive passando por poços existentes na área, o que simplifica a correlação destes.” (Thomas, 2001, p. 43)

Esta tecnologia é largamente utilizada na prospecção sísmica em águas profundas, pois é capaz de gerar informações detalhadas sobre a estrutura geológica. Além disso, “Significant improvements in the speed with which seismic data can be acquired and processed have brought substantial benefits for operators.” (The World Deepwater Market Report 2008-2012, 2007, p.27)

Além disso, novas tecnologias de prospecção são desenvolvidas a fim de se adaptar às condições adversas encontradas em águas profundas. Um dos maiores exemplos deste movimento encontra-se no desenvolvimento de *Autonomous Underwater Vehicles*² (AUVs) com o objetivo de realizar pesquisas sísmicas sobre o leito marinho, o que contribui ainda para o desenvolvimento de projetos e de instalações no solo oceânico (já na fase de desenvolvimento). Estes instrumentos foram desenvolvidos com o objetivo de mapear mais claramente a geologia marinha em águas profundas, tendo em vista as distorções obtidas através das tecnologias tradicionais.

² Os AUVs são robôs submarinos capazes de navegar numa rota pre-determinada para coletar dados através de um conjunto de sensores que ele carrega consigo.



Apesar da existência da indústria de AUV há aproximadamente 30 anos, aplicada principalmente para fins de pesquisa científica e militar, apenas recentemente a tecnologia foi aplicada na indústria de petróleo e gás. Os AUVs atingem, normalmente, 3000m de profundidade, pesam entre 800 – 2000kg e possuem um sistema integrado de instrumentos, dentre os quais, pode-se citar o sub-bottomprofiler, um ecobatímetro e um sonar de varredura lateral.(The World Deepwater Market Report 2008-2012, 2007, p.64)

I.1.1.3 – Perfuração de Poços

Após a realização de estudos e o mapeamento de uma área com potencial exploratório, é perfurado o primeiro poço com o objetivo de verificar a existência de petróleo. O serviço de perfuração é contratado pelas empresas de petróleo para terceiros. Esta etapa é consideravelmente dispendiosa, pois as sondas de perfuração são relativamente escassas, são tecnologicamente complexas e seu mercado é muito concentrado, o que determina as elevadas taxas diárias de aluguel. Ainda é importante observar que, em águas profundas, a perfuração de um poço de 3000 metros de profundidade leva, em média 100 dias.

Uma vez descoberto petróleo no campo estudado, são perfurados vários poços de avaliação a fim de determinar a extensão e o potencial comercial do campo. Além disso, estes poços permitirão obter dados que orientarão o plano de desenvolvimento do campo e determinarão o tipo de tecnologia a ser adotada.

Tendo em vista que as condições físicas em águas profundas são diferentes das apresentadas em águas rasas e que os custos de produção são mais elevados, verifica-se que o desenvolvimento e aprimoramento tecnológico são fatores fundamentais para o desenvolvimento deste segmento. Dentre as tecnologias de perfuração que são desenvolvidas para atender as necessidades específicas do E&P em águas profundas, pode-se destacar o *Seismic - While - Drilling* (SWD), a *Dual - ActivityDrilling* e *Smart Wells*.

O principal desafio da perfuração de poços em águas profundas é a necessidade de perfurar um determinado trajeto até a reserva de hidrocarbonetos de modo a controlar a enorme pressão existente e, simultaneamente, evitar fraturas na formação geológica onde o petróleo se encontra. Para tanto, os perfuradores devem equilibrar a pressão do reservatório, “empurrando” hidrocarbonetos para dentro do poço. Se for aplicada muita pressão, há o risco



de fratura geológica. Se for aplicada pouca pressão, pode haver a entrada incontrolável de hidrocarbonetos dentro do poço e um vazamento de óleo e gás. (OilSpillCommission Final Report, 2011, p.91)

A tecnologia SWD destaca-se, pois permite coletar dados (através de um sistema de sensores e processadores localizados na broca e na coluna de perfuração), em tempo real, sobre a estrutura geológica, enquanto ocorre a perfuração do poço. “Com estas informações, é possível mapear os intervalos porosos e direcionar o poço horizontal para que este permaneça dentro do reservatório, aumentando significativamente a área de drenagem.” (Thomas, 2001, p.48) Deste modo, os operadores da atividade são capazes de avaliar as condições que determinam o andamento da perfuração (orientando o direcionamento da perfuração horizontal) em tempo real de modo a prever e evitar possíveis complicações da operação.

A Dual - ActivityDrilling, por sua vez, é uma tecnologia cujo conceito foi criado em 1995 e que permite economizar tempo, numa atividade em que este fator é fortemente responsável pela determinação dos custos. Esta tecnologia dispõe de dois sistemas de perfuração de modo a permitir que o processo de perfuração seja conduzido simultaneamente de modo a garantir uma operação mais eficiente.

Já a tecnologia dos *Smart Wells* (também chamada de Completação Inteligente) foi desenvolvida com o propósito de reduzir ou eliminar os custos relacionados a intervenção no poço. Esta tecnologia é apropriada para poços multi-zona onde pode ser empregada para isolar ou controlar seções do poço que produzem materiais indesejados como água ou gás. As informações sobre temperatura, pressão e fluxo são transmitidas em tempo real via cabos de fibra óptica e a regulação dos fluxos indesejados em diferentes zonas é feito através de equipamentos ativados remotamente, de modo a acelerar a produção e otimizar a recuperação.

I.1.1.4 – Riscos de Exploração

Os riscos de exploração de petróleo são evidenciados pela possibilidade de, após despender dinheiro para contratação de pessoal e equipamentos para realizar os estudos geológicos e geofísicos e perfurar poços de prospecção, não encontrar petróleo em volumes

comerciáveis (riscos geológicos³). Neste sentido é importante observar o risco que as empresas exploradoras de petróleo assumem nesta fase. Muita das vezes, as perfurações resultam em poços secos. Além disso, “...não existe a certeza de que a extração e a oferta ao mercado do óleo encontrado será rentável, pois depende da relação competitiva entre custos e preços praticados globalmente.” (Pinto JR et al , 2007, p.47)

Diante do risco de fracasso na exploração de petróleo e dos elevados custos de E&P, as companhias de petróleo precisam dispor de recursos próprios suficientes para financiar seus projetos de investimento em exploração. As grandes companhias optam pela integração horizontal com o objetivo de diluir os riscos. Operar em larga escala, em diferentes países e regiões do planeta, com diferentes níveis de risco político e de perfuração, torna-se uma boa alternativa para reduzir tais possibilidades.

Clô (2000, p.6) afirma que, incapazes de responder aos rígidos e pre-fixados planos de reembolso e obrigações, as companhias de petróleo devem obter de seus recursos internos, a maior parte do capital necessário para as campanhas de exploração. Isto se deve basicamente pela relutância das instituições financeiras de se exporem aos elevados riscos do setor, assim como pelo elevado volume dos investimentos, nos quais os bancos podem tomar uma pequena parte.

Isto implica necessariamente na formação de grandes empresas de energia capazes de se autofinanciarem e que consequentemente, introduz as elevadas barreiras à entrada que caracterizam o setor.

“Mining risk is conditioned by the total capital available, as well as, obviously, the ability to manage it, and – why not – by luck. (...)The risk factor thus introduces a formidable barrier to entering the industry establishing – in relation to the entity it has in various production areas and to the trend of marginal costs of investment – the minimum size that a company must be to take part in the industry.” (CLÔ, 2000, p.6)

Além do risco geológico, a atividade está submetida aos riscos técnicos⁴ observados pela probabilidade de ocorrência de um eventual erro técnico na construção ou operação de

³ O risco geológico está relacionado à incerteza de que as jazidas encontradas sejam, de fato, rentáveis. Quanto a este fator, é de suma importância que as empresas tenham uma equipe de geólogos experiente e um aparato tecnológico capaz de realizar estudos com maior grau de precisão.

⁴ Os riscos técnicos são observados não apenas na fase de exploração, mas principalmente nas fases seguintes (desenvolvimento e produção), tendo e vista que exigem uma maior infraestrutura e complexidade técnica.



uma plataforma, poço e etc que gerem perdas físicas (danos em equipamentos, interrupção da produção da produção) para a empresa que operadora.

Deste modo, observa-se que as operações em mar aberto, especificamente, configuram um elemento de elevado risco e, portanto, determinam as demais características detalhadas anteriormente, assim como, condicionam as atividades das empresas.

I.1.2 – Desenvolvimento

Após os estudos sísmicos e a perfuração de poços de prospecção, a empresa decide dar prosseguimento à atividade, ou seja, desenvolver o campo, caso o volume de petróleo estimado seja economicamente viável. Esta fase é extremamente complexa, pois são instalados os equipamentos (plataformas, equipamentos de boca de poço, de controle e de separação) e são contratados diversos serviços necessários para extraír, tratar, estocar, escoar e transportar o petróleo encontrado. Além disso, são feitos estudos a fim de otimizar o número de poços de extração de petróleo e sua localização (um fator extremamente importante pois permite um fluxo ótimo de produção).

Ocorre ainda a passagem do “canhoneio”, equipamento usado para a comunicação entre o interior do poço e a formação produtora, criando canais de ligação através de cargas explosivas. A partir disto, a própria pressão do poço deve ser suficiente para escoar o óleo até as válvulas de controle de produção, localizadas na superfície. Caso a pressão não seja suficiente para escoar o óleo, exige-se algum tipo de ação externa para produção, entre estas, bombeio de óleo, injeção de fluídos ou fonte de calor.

No que tange à perfuração dos poços de desenvolvimento, a diferença que se estabelece é apenas conceitual, apresentando um processo semelhante de construção de um poço de prospecção. Um poço de exploração objetiva verificar a existência de petróleo em volumes que justifiquem sua produção e comercialização. Verificada a comercialidade do reservatório, decide-se então completar o poço perfurado anteriormente ou, outros poços são perfurados a fim de verificar a localização do poço que otimizará a produção.

Do ponto de vista contratual entre a empresa de petróleo e a empresa que se responsabilizará pelo desenvolvimento do campo, a fase é trabalhada inicialmente através da

concepção do projeto mais eficiente em termos tecnológicos, ambientais e que atenda as especificidades da estrutura geológica em questão. Para isto, são realizados estudos de viabilidade, análise de segurança e risco, estudos ambientais e avaliação de impacto, etc. Neste momento é decidido, portanto, o tipo de estrutura (plataformas, dutos, etc.) a ser instalada e que será gerida e construída pela empresa contratada de modo a atender os requisitos estipulados pelo órgão regulador.

I.1.2.1 – Plataformas

Dentre as estruturas de produção em águas profundas, pode-se destacar as seguintes plataformas: Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência (FPSO na sigla em inglês), Plataformas Semissubmersíveis (FPSS na sigla em inglês), Plataformas de Pernas Atirantadas (TLPs na sigla em inglês), Spars e TrussSpars. Vale notar que tais estruturas estão submetidas a um constante processo de sofisticação e adaptação às especificidades da produção em águas profundas.

A FPSO é o tipo de estrutura de produção flutuante mais utilizada atualmente para a exploração *offshore*. O fator que a diferencia das demais é a capacidade de armazenamento da produção que é descarregada em *shuttle tankers*⁵, o que implica numa maior flexibilidade de distribuição. Trata-se, mais especificamente, de um navio-tanque, com um sofisticado sistema de ancoragem, que funciona como uma plataforma e já foi utilizada em lâminas d'água de 1800 metros.

As embarcações podem tanto ser de propriedade do operador do campo quanto contratadas de terceiros. Propriedade e operação por terceiros pode ser uma alternativa atrativa quando o tempo de vida do campo é relativamente curto. Para campos com um maior tempo de recuperação de petróleo ou onde a FPSO precisa ser adaptada às condições específicas do campo, o ativo tende a ser de propriedade da empresa de petróleo.

A FPSS, por sua vez, foi instalada pela primeira vez em 1986, atingindo uma profundidade de apenas 173 metros. O forte crescimento da demanda por plataformas de perfuração (em consequência da trajetória de elevação de preços do petróleo) tem se traduzido na adoção deste recurso como uma boa alternativa de perfuração tendo em vista sua relativa

⁵Shuttle tankers são navios para o transporte de petróleo da plataforma até os terminais *onshore* ou refinarias.

flexibilidade e aplicabilidade em grandes profundidades (aproximadamente 200 metros). (The World Deepwater Market Report 2008-2012, 2007, p.33)

A desvantagem desta plataforma é ser menos estável que a TLP. Devido aos movimentos horizontais e verticais de suas bases, elas não são passíveis de utilização de *top-tensioned riser* se completação seca. Elas são, portanto associadas ao desenvolvimento das estruturas submarinas. Além disso, tem uma capacidade de estocagem insignificante quando comparada com a FPSO.

As TLPs são estruturas flutuantes ancoradas por tendões tubulares de aço fixados em fundações enterradas no leito marinho, o que promove a estabilidade da plataforma. Diferentemente das FPSOs e das semissubmersíveis, poços podem ser construídos utilizando-se árvores de natal secas no convés, em vez de bocas de poço localizadas no leito marinho.

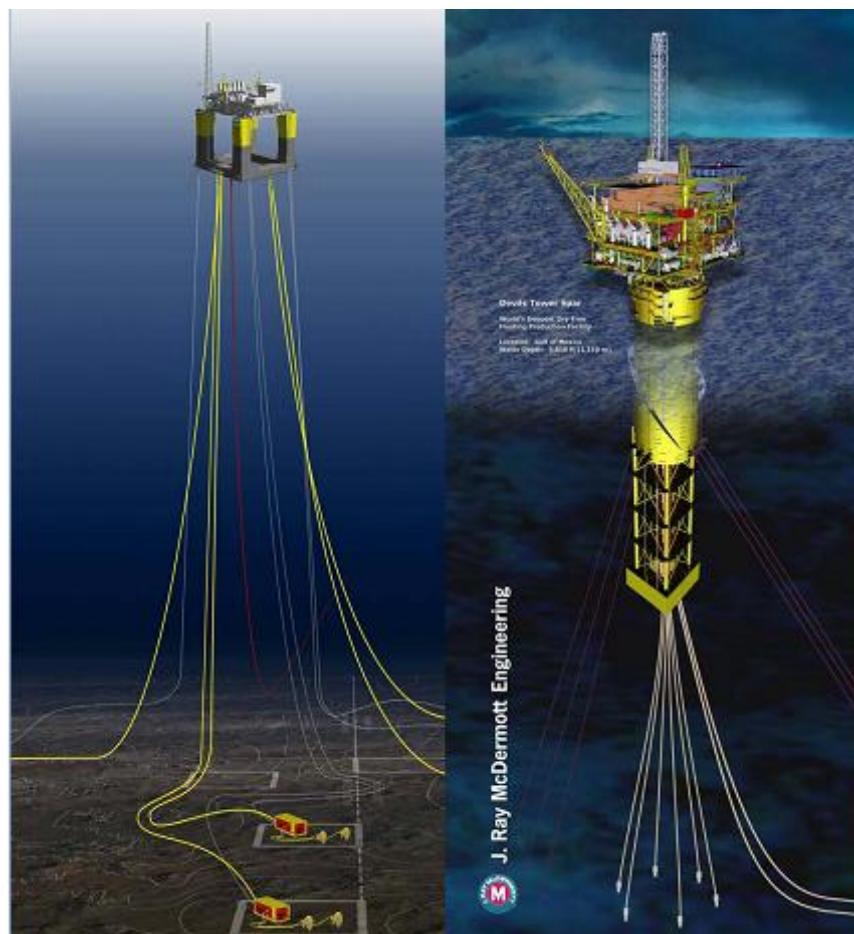
Apesar da estabilidade, esta estrutura possui determinadas limitações quanto a profundidade de exploração impostas pelo peso dos cabos de ancoragem. Deste modo, elas são geralmente utilizadas em lâminas d'água inferiores a 1500 metros. Desta forma, o desenvolvimento tecnológico que permita reduzir o peso dos cabos de aço, sem afetar a estabilidade da plataforma, é condição necessária para a aplicação desta tecnologia em águas mais profundas. Outra desvantagem é a inexistência de capacidade de estocagem nesta plataforma. Este fator implica na necessidade de construção de dutos submarinos para escoar a produção de hidrocarbonetos.

A tecnologia Spar, por sua vez, é utilizada na indústria desde os anos 1970 para armazenagem e descarregamento de petróleo. Este tipo de estrutura se apóia sobre um (ou mais) casco(s) cilíndrico(s) flutuante(s), podendo ainda ser complementada por uma estrutura metálica que suporta o convés que, com o equipamento de produção, podem também caracterizar equipamentos de perfuração e/ou de *workover*⁶. Entretanto, a tecnologia Spar pode ser mais complexa, custosa, demorada e arriscada quando comparada a instalação dos outros tipos de plataformas flutuantes.

⁶Workover é um termo utilizado para expressar qualquer atividade de intervenção de poços que utiliza técnicas invasivas.

Assim como as TLPs, a vantagem da plataforma Spar é a adoção de árvore de natal seca no convés, permitindo acesso direto ao poço para eventuais intervenções no mesmo. Outra vantagem é a profundidade da lâmina d'água que tal estrutura é capaz de produzir petróleo. Apesar de a profundidade máxima, onde já se utiliza tal estrutura, ser de 1710 metros, estudos apontam para viabilidade de produção de petróleo em lâminas d'água de até 3000 metros.

Figura2– PlataformasSemi-submersível e Spar



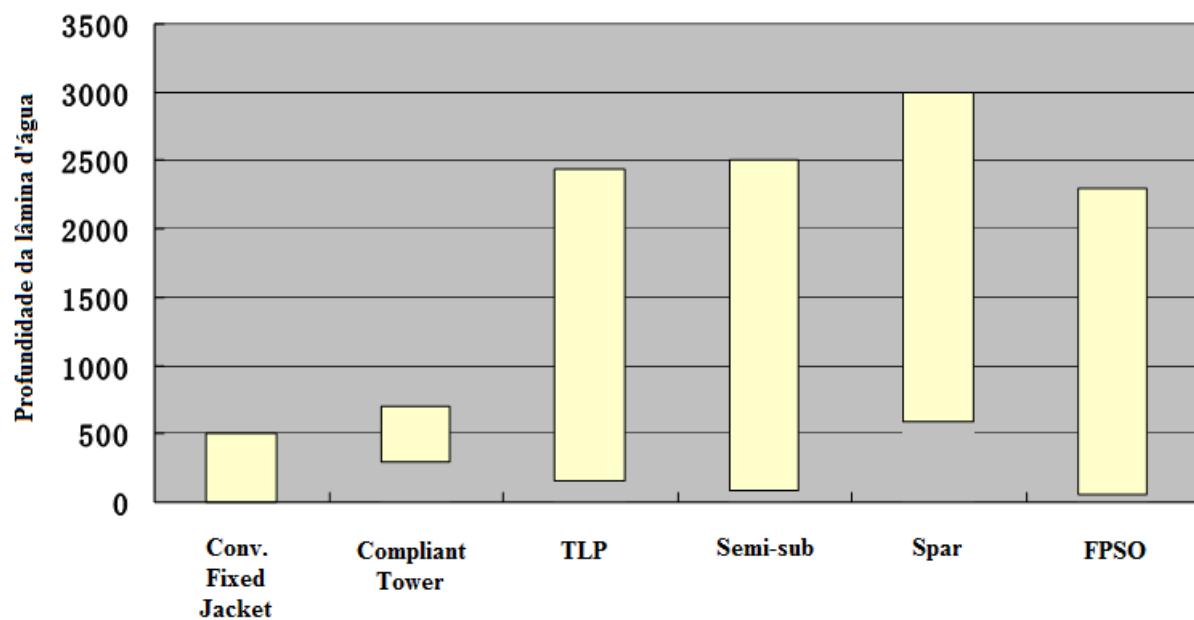
Fonte: J. McDermott

A TrussSpar é uma variante da estrutura cilíndrica convencional da Spar. A parte superior do casco é semelhante à estrutura convencional, entretanto, a parte inferior é formada por uma estrutura mais leve que unifica e fortalece as colunas metálicas superiores. Esta

tecnologia está adquirindo espaço na extração de petróleo em águas profundas no Golfo do México.

Um dos principais critérios de decisão referente ao tipo de plataforma a ser instalada para o desenvolvimento do campo é a profundidade da lâmina d'água. O seguinte gráfico aponta justamente as melhores soluções de acordo com a profundidade, levando em conta os aspectos técnicos e econômicos da instalação das plataformas. Observa-se que as estruturas fixas são descartadas em grandes profundidades, tendo em vista, principalmente, o fato de que isto exigiria a construção de uma torre gigantesca no fundo do mar, sendo economicamente inviável. Em águas profundas destacam-se, portanto, as estruturas flutuantes, principalmente a Spar.

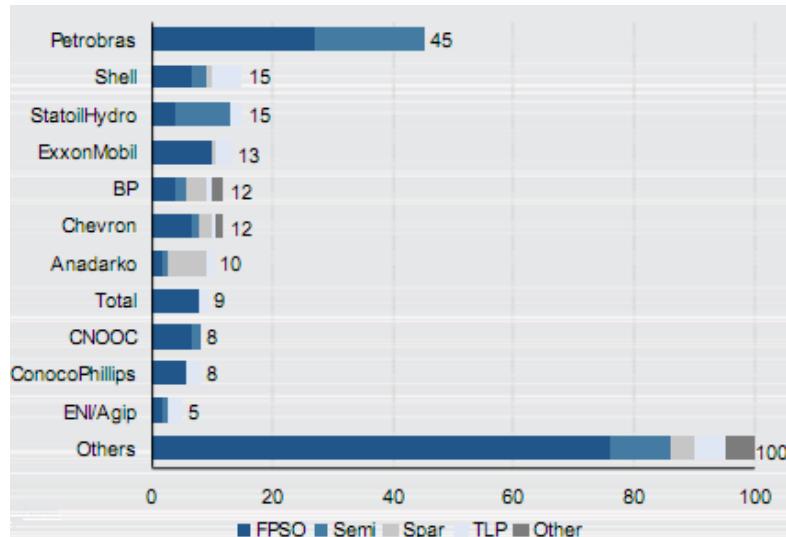
Gráfico 1 – Plataformas e Respectivas Profundidades



Fonte: J. Ray McDermott

Dentre os principais sistemas de produção em águas profundas, verifica-se através do seguinte gráfico que as FPSOs são as estruturas mais utilizadas pelas empresas produtoras de petróleo.

Gráfico 2 – Sistemas de Produção em Águas Profundas 2009



Fonte: PFC Energy

I.1.2.2 – Infra-estrutura Submarina

Além da plataforma, é necessário desenvolver toda a infra-estrutura submarina de controle da produção (sistema de cabeça de poço), equipamentos de segurança e transporte (dutos), ou seja, todo o sistema responsável pelo transporte do petróleo desde a cabeça de poço até a plataforma.

Neste sistema, estão incluídos, por exemplo, os dutos ou “flowlines” deitados sobre o leito do oceano e que através de um “riser” interligam o poço à plataforma; o sistema de controle da produção, que é condicionado pelos umbilicais (e assim como os risers, são instalados de modo a acomodar os movimentos de uma plataforma flutuante).

O posicionamento do *hardware* submarino é definido através de guidelines suspensos na superfície (por exemplo, do equipamento de perfuração até a cabeça de poço). Entretanto, o uso de guidelines é limitado a profundidades de até 600 metros. Deste modo, a indústria de águas profundas emprega a tecnologia guideline-less (GLL) que utiliza dispositivos de posicionamento acústico e permite lidar com os desafios da produção em águas profundas.

O sistema de cabeça de poço, numa plataforma flutuante, se localiza sobre o leito marinho. Um dos principais componentes que caracterizam este sistema é a “árvore de natal”. Este equipamento é composto por um conjunto de válvulas, medidores de pressão e bobinas, e

se posiciona no topo da cabeça do poço de modo a controlar a produção do respectivo poço e permitir o fechamento do mesmo em caso de emergência ou necessidade operacional. Além do fluxo de produção do poço à plataforma, a árvore de natal controla ainda a injeção de líquido ou gás da superfície para o poço.

O sistema de controle da árvore de natal, por sua vez é coordenado pelo Master Control System (MCS). Este sistema monitora os dispositivos existentes na árvore de natal e controla as válvulas de boca de poço. Além disso, o MCS promove uma interface com o sistema de controle principal da plataforma e se comunica com o SubseaControl Module (SCM), também instalado na árvore de natal, via um umbilical. (The World Deepwater Market Report 2008-2012, 2007)

O *template* é uma estrutura que proporciona uma fundação no leito marinho através da qual, vários poços podem ser perfurados e completados e que acomoda as válvulas e acessórios, permitindo a conexão entre os equipamentos. Na maioria das vezes, os *templates* são acompanhados por *manifolds*, que servem para coletar a produção dos diferentes poços, e de uma estrutura de proteção contra atividades pesqueiras e objetos que podem cair.

Outro importante elemento que constitui a infra-estrutura submarina é o oleoduto. Este pode ser classificado em duas categorias: *flowlines*, que levam a produção dos poços submarinos e/ou dos *manifolds* até os *risers*, ou que enviam água e/ou gás para serem injetados no(s) poço(s) e; *risers* que conectam os *flowlines* com o equipamento de produção na superfície. Além disso, do ponto de vista técnico, existem dois tipos de dutos: rígido⁷, feito de aço carbono, que é o convencional e mais utilizado e; flexível, mais complexo, composto por várias camadas de aço e polímeros (mais interessantes para plataformas flutuantes).

Os umbilicais, por sua vez, permitem a ligação entre os equipamentos do leito marinho e os sistemas de controle da produção de modo a possibilitar o controle remoto do equipamento *offshore*, a injeção química (necessária para prevenir a corrosão do poço e garantir o fluxo de óleo) e a transmissão de sinais e energia para a plataforma e para os equipamentos submarinos.

⁷ É em material constituído de aço que, uma vez completo o processo de fabricação, o duto é submetido a sucessivos processos para evitar corrosão e permitir sua estabilidade.



Outros dispositivos submarinos que caracterizam, especialmente, a exploração em águas profundas é o *multiphase meter* e o *multiphasepump*. O primeiro instrumento tem a função de medir o fluxo de hidrocarbonetos (de modo contínuo) mesmo quando diferentes líquidos passam pelo duto. Deste modo, não é necessário o uso de separadores e os medidores são capazes de suportar diferentes proporções de gás e petróleo. O segundo é um dispositivo que bombeia os hidrocarbonetos do poço à plataforma e, de modo semelhante ao *multiphase meter*, não necessita que os componentes misturados ao petróleo sejam previamente separados ou processados na cabeça de poço.

I.1.3 – Produção

A partir dos equipamentos instalados na fase de desenvolvimento, na fase de produção, inicia-se a extração de petróleo e gás em escala comercial. Neste momento, as atividades da plataforma (além da extração do petróleo) se limitam ao apoio logístico (necessário para o transporte de trabalhadores), as atividades de manutenção dos equipamentos e operação das embarcações.

Dentre as tecnologias adotadas nesta fase deve-se mencionar a sísmica 4D⁸. Esta cumpre um papel muito importante para a atividade pois é capaz de mapear e monitorar os movimentos dos hidrocarbonetos e mudanças de pressão, e as demais características da estrutura geológica, durante o período de produção. Deste modo, esta tecnologia contribui não só para aumentar as taxas de recuperação, mas também para um melhor gerenciamento dos campos. Por este motivo, esta tecnologia está sendo adotada por várias empresas exploradoras de petróleo nos anos recentes.

Esgotada a recuperação primária⁹, ou seja, consequente do diferencial de pressão do reservatório em relação à superfície, adota-se medidas para o aproveitamento do volume de reservas ainda existentes no campo. A injeção de água ou gás no reservatório (recuperação secundária) é adotada como uma alternativa para aumentar a taxa de recuperação, entretanto, esses fluidos percorrem as regiões mais permeáveis, deixando um volume considerável de

⁸A tecnologia 4D consiste na repetição de pesquisas 3D de modo a obter dados sobre os fluidos do reservatório e a pressão durante a produção.

⁹É classificada como recuperação primária a extração de petróleo decorrente da utilização da energia do próprio campo, ou seja, da diferença de pressão entre a reserva e a atmosfera ou através de estímulos como fratura da rocha ou perfuração horizontal.

petróleo na formação geológica. Especificidades como alta viscosidade do óleo e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo, implicam na necessidade do uso de métodos especiais de recuperação¹⁰ (como métodos térmicos, miscíveis e químicos) utilizados onde os processos convencionais falharam.

Com o esgotamento do campo, são adotados procedimentos necessários para o abandono (de modo a não provocar possíveis danos ao meio ambiente) da estrutura previamente instalada: a retirada de equipamentos e instalações, o fechamento de definitivo, o arrasamento dos poços e restauração do ambiente (de acordo com as regras estabelecidas pela instituição competente em cada país).

I.2 – O Desenvolvimento Histórico do E&P Offshore

A Indústria Mundial do Petróleo nasceu na segunda metade do século XIX com a perfuração do primeiro poço em Tuttisville, nos Estados Unidos. Nas décadas iniciais, o crescimento desordenado provocou considerável instabilidade de preços o que, consequentemente, dificultou o processo de consolidação da indústria.

Até a década de 1930, as estruturas de exploração *onshore* dominaram a indústria por duas razões básicas. Em primeiro lugar, com a abundância de petróleo *onshore*, associada à ainda relativamente pequena demanda pelo produto nas primeiras décadas, a exploração no mar não se apresentava como uma alternativa simplesmente porque era desnecessária. Em segundo lugar, não havia tecnologia para o desenvolvimento de estruturas offshore e, com a abundância de petróleo *onshore*, não havia a necessidade de aumentar custos a fim de desenvolver tal tecnologia.

No século XX, o petróleo se consolidou como a principal fonte de energia através da disseminação de toda uma cadeia industrial que demandava combustíveis fósseis (como aviões, tanques, submarinos no que se refere à economia de guerra da primeira metade do século, e o transporte rodoviário, cuja infraestrutura conhecida fora construída no século XX; etc). Este novo posicionamento no mercado energético permitiu que a indústria se expandisse em direção a novas fronteiras de exploração.

¹⁰ Para maiores detalhes, consultar Thomas (2001).



A indústria *offshore*, por sua vez, nasceu no Golfo do México. A partir disto, a tecnologia desenvolvida, e as estruturas *onshore* (em terra) adaptadas para a exploração em alto mar, foram implantadas nas demais regiões do planeta. Neste item será verificado como este processo ocorreu a partir da análise da história da indústria no Golfo do México (onde ela nasceu) e no Brasil (um dos principais símbolos do futuro da indústria *offshore*).

I.2.1 – Golfo do México: O Berço da Exploração *Offshore*

A primeira estrutura voltada para a exploração de petróleo no mar foi construída em madeira e instalada no mar da Califórnia, em 1896. A perfuração de poços e produção de petróleo *offshore* iniciaram-se há mais de 100 anos. De acordo com Mangiavacchi, nesta fase embrionária da indústria, as estruturas em operação eram sustentadas por estacas de madeira conectadas ao solo marinho através de píeres. Entretanto, a produção *offshore*, se estabeleceu de fato a partir do período que se encontra entre o fim da década de 1930 e o início da década de 1940, o que pode ser considerado relativamente recente.

O espaço de tempo existente entre o início da indústria do petróleo e o desenvolvimento da produção *offshore* pode ser explicado por dois fatores. Em primeiro lugar, quanto aos elementos regulatórios correspondentes a posse de áreas submersas, não haviam regras e normas objetivamente claras, o que inibia os pesados investimentos necessários para a exploração de petróleo em tais condições.

Os elevados investimentos fixos exigidos pelo desenvolvimento de petróleo e gás, se concretizam apenas quando há um forte regime territorial (ou seja, instituições capazes de garantir, autorizar ou permitir a realização de determinada atividade exploratória) capaz de garantir a segurança de tais investimentos. De acordo com Austin, para habilitar as empresas petrolíferas para extrair hidrocarbonetos sob o leito marinho de modo racional, a área que concerne às terras submersas deve estar bem definida, gerida e governada.

A partir da introdução, em 1937, da primeira resolução no congresso americano instituindo que as áreas costeiras submersas são patrimônios nacionais e que, portanto, não estavam sob domínio dos estados costeiros, as companhias exploradoras de petróleo começaram a investir no Golfo do México, dando início às suas atividades na região. Em 1938, as empresas PureOil e Superior Oil foram as primeiras a explorar petróleo no mar do



Golfo do México, apesar dos desafios de logística, comunicação e engenharia existentes na época.

Em Novembro de 1947, a Kerr-McGee, em parceria com a Phillips Petroleum e a Stanolind Oil & Gas Co., perfurou o primeiro poço localizado à uma considerável distância da costa. A plataforma era relativamente frágil, e foi construída a 12 milhas de distância da costa da Louisiana, sendo considerada o símbolo do início do desenvolvimento da indústria *offshore* no pós-guerra.

Em segundo lugar, a exploração *offshore* se estabeleceu posteriormente, pois esta atividade se apresenta como uma alternativa (em certa medida) à produção *onshore*. Tendo em vista a possibilidade de que, as reservas localizadas no subsolo marinho, apresentassem maiores volumes de hidrocarbonetos, a exploração *offshore* se apresentava como uma alternativa para elevar a produção de óleo frente a sua escassez.

É importante mencionar ainda o desenvolvimento tecnológico necessário para adaptar e aprimorar todos os mecanismos e ferramentas existentes, até então voltadas para a exploração *onshore*, para as especificidades e desafios presentes na exploração em mar aberto. Conforme a tecnologia era aprimorada pelas indústrias relacionadas à exploração, já instaladas no Golfo do México para o desenvolvimento *onshore*, as companhias caminhavam gradualmente em direção a águas mais profundas.

A extrema importância do fator tecnológico pode ser verificada ainda pelo fato de que, durante as décadas iniciais de exploração *offshore* no Golfo do México, quando um grupo de companhias se deparava com determinados problemas tecnológicos, os engenheiros e especialistas em construção das mesmas uniam esforços na tentativa de solucioná-los. “As they moved out, they could draw on the workforces and expertise of clusters of oil-related manufacturers and service companies that had grown previously to meet the needs of a booming onshore industry in the region [Golfo do México].” (AUSTIN, 2004, p.7)

O Golfo do México ainda apresenta um aspecto particular, pois se trata de uma região frequentemente atingida por fortes tempestades e que está na rota dos furacões. A tempestade Hilda, por exemplo, foi uma das que deixaram prejuízos às petroleiras. Em setembro de 1964, a tempestade, ao entrar no Golfo do México, ganhou força e provocou ventos de

aproximadamente 150 milhas por hora. Tal fenômeno natural provocou a destruição de 13 plataformas que operavam na região.

Este agravante, apesar de gerar consideráveis danos às atividades das empresas de petróleo atuantes na região, fez com que as companhias, além de se adaptarem à nascente indústria *offshore*, percebessem a necessidade de se adaptar às condições climáticas existentes. Desta forma, foi possível o desenvolvimento de tecnologias mais seguras para a exploração do petróleo.

O desenvolvimento tecnológico e o aumento de gastos na construção de plataformas, foi incentivado, dentre outros fatores, pelo fato de que os custos de reparo eram consideravelmente elevados quando comparados aos custos incrementais de construção de plataformas mais resistentes. Seria, portanto mais vantajoso, para as empresas, aplicar um maior volume de recursos para a construção de plataformas do que assumir o risco de ter que arcar com prejuízos correspondentes a um determinado fenômeno natural.

Deste modo, as empresas desenvolveram um aparato tecnológico que permitiu a adaptação das estruturas existentes aos fenômenos climáticos, além de promover uma sofisticação dos instrumentos de previsão do tempo (que permitiria aumentar o poder de reação a uma eventual tempestade ou furacão).

Em paralelo, o desenvolvimento de uma estrutura institucional complexa, mais clara e definida, contribuiu para o crescimento da indústria em 2 sentidos. Em primeiro lugar, gerou um ambiente de negócios mais seguro e propício para os investimentos. Em segundo lugar, algumas instituições, além de definir padrões de segurança operacional nas plataformas, previam a cooperação entre companhias de petróleo, consultorias e construtoras para a solução de eventuais problemas.

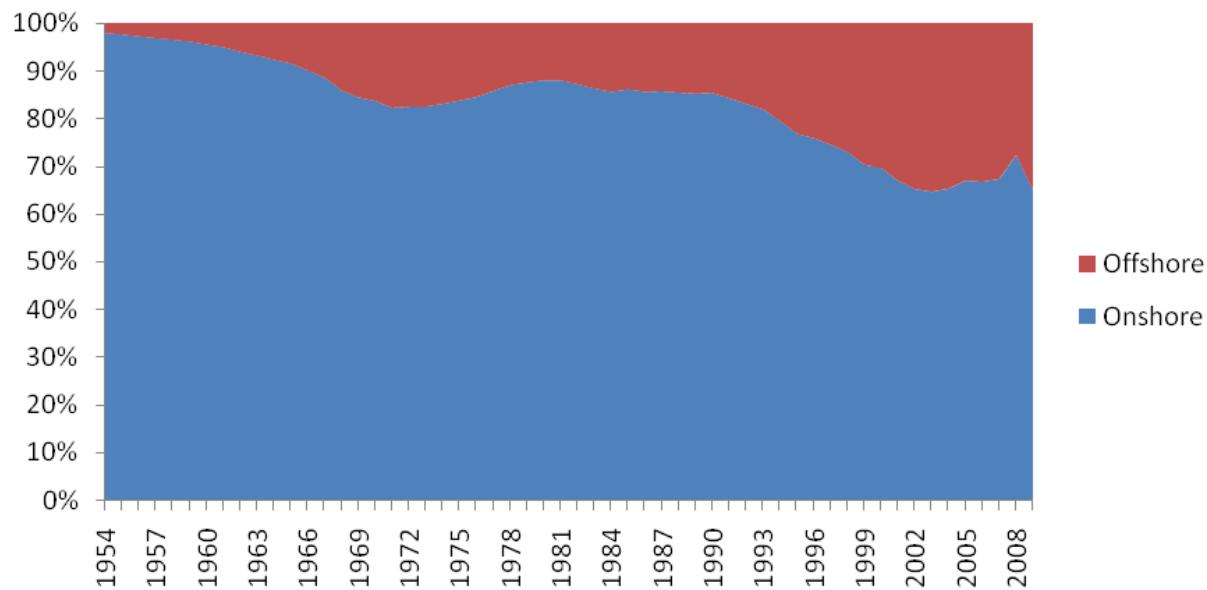
Em 1966 foi estabelecido o Comitê *Offshore* do Instituto Americano de Petróleo (API¹¹) que se tornou um instrumento eficaz para definir, modificar e publicar determinados

¹¹O American Petroleum Institute, órgão instituído em 1919 nos Estados Unidos, é uma associação comercial que representa mais de 200 companhias, todas envolvidas, de algum modo, à indústria de petróleo e gás, incluindo exploração, produção, transporte, refino e distribuição. Os objetivos do Instituto são: encontrar meios de cooperação entre autoridades de governo nas questões de interesse nacional; promover o comércio tanto no Mercado interno quanto no externo de produtos norte-americanos derivados de petróleo; promover a

padrões para a exploração *offshore*. Posteriormente, esta atuação se estendeu para a definição de normas concernentes à segurança e à planta *offshore*. Criada inicialmente com o propósito de reunir especialistas de várias áreas da indústria para a troca de informações, a definição de tais normas se tornou um dos principais meios de atuação do API.

Além disso, nos Estados Unidos, nota-se um esforço no sentido de promover um ambiente institucional capaz de atender tanto os interesses das empresas de petróleo atuantes na exploração *offshore* quanto dos demais grupos de interesse como ambientalistas, estados, pescadores, comunidades locais, etc. O programa federal Outer Continental Shelf criou um ambiente de mercado vibrante e o conduziu para tornar-se um segmento rentável da indústria.

Gráfico 3 – Produção de Petróleo nos Estados Unidos (mil barris por dia)



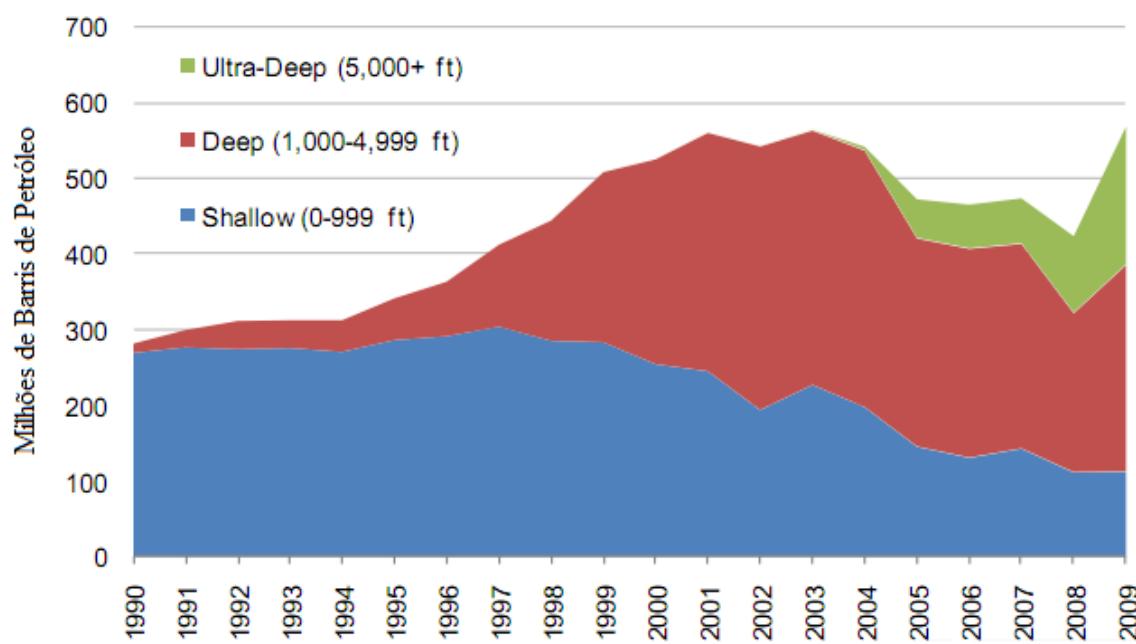
Fonte: EIA

Em 1954 a produção *offshore* nos Estados Unidos representava apenas 2% da produção total. Atualmente, o país produz aproximadamente 681 milhões de barris por ano em áreas *offshore*, o que equivale a 35% da sua produção total. A indústria *offshore* mundial, por sua vez, saltou de sua insignificante produção no pós-guerra atingindo uma participação de aproximadamente 14% da oferta mundial de petróleo em 1974. Atualmente esta participação é de aproximadamente 33%.

lucratividade da indústria do petróleo em todos os seus ramos; promover o desenvolvimento de estudos científicos relacionados à indústria do petróleo.

Além disso, de acordo com o “Outlook For Energy: a view to 2030”, a perfuração em águas profundas no Golfo do México foi um fator chave para a queda recente nas importações norte-americanas de petróleo. A importância desta região para a economia/política dos EUA evidencia-se ainda pelo fato de que, em 2009, a produção de petróleo do país aumentou pela primeira vez desde 1991.

Gráfico 4 – Produção de Petróleo no Golfo do México



Fonte: EIA

Em simultâneo, é possível observar que a exploração *onshore* constitui-se de campos cuja taxa de recuperação está reduzida pela metade de suas reservas e tendem a diminuir. A produção *offshore*, por outro lado, constitui-se de antigos e novos campos e tende a apresentar uma trajetória de crescimento. Além disso, de acordo com Rafael Sandrea, metade das descobertas globais de petróleo nos últimos 20 anos ocorreu em bacias *offshore*. (SANDREA, 2009)

O conhecimento gerado pelo desenvolvimento da indústria, como um todo, liderada pelas empresas sediadas nos países centrais, serviu de base para a formação de outras empresas nos demais países e para o desenvolvimento de suas próprias instituições. Mais especificamente, a tecnologia gerada nos Estados Unidos, para a exploração no Golfo do



México, serviu de base para o desenvolvimento de estruturas semelhantes em outras regiões do planeta.

I.2.2 – Brasil: um caso bem sucedido de Exploração *Offshore*

No Brasil, o suprimento energético, desde o início da industrialização, era fortemente dependente das importações. O crescimento econômico criava a necessidade de, paralelamente ao processo de industrialização por substituição de importações, reduzir a dependência externa para o fornecimento energético.

A partir da criação da Petrobras, através da Lei 2.004, em 1953, instituída como um monopólio da União sobre as atividades de pesquisa, lavra, refino, transporte de petróleo e seus derivados, o desenvolvimento da infraestrutura energética, a descoberta de novos poços e os investimentos de exploração foram condicionados pela disposição do Estado em fazê-lo. Deste modo, o desenvolvimento da indústria verificar-se-á, principalmente, durante os governos mais próximos da proposta de desenvolvimento incentivada pelo Estado.

Diante do grande volume de produção necessário para atender a demanda brasileira, visando reduzir os custos de importação de derivados, no período entre 1953 e o final da década de 1970, os investimentos da empresa destinaram-se, principalmente, ao desenvolvimento do segmento de refino e transporte. A escala crescente dos empreendimentos de refino desenvolvidos pela empresa permitiu o escoamento ininterrupto de combustíveis líquidos mesmo nos períodos mais delicados dos choques do petróleo. (Pinto JR et al, 2007)

Por outro lado, os maciços investimentos no *downstream* (transporte, refino e distribuição) da cadeia, em detrimento do *upstream*, (exploração, desenvolvimento e produção) se justificavam pelo baixo preço do óleo cru, no período anterior aos choques do Petróleo na década de 1970, o que inviabilizou a produção do produto em larga escala no Brasil.

Entretanto, a Petrobras investiu na cadeia do *upstream*, apesar de ser um valor relativamente pequeno, incentivada pela grande disparidade entre o consumo nacional de hidrocarbonetos (de aproximadamente 170 mil barris) em 1953 e a produção nacional de óleo



cru (2,7 mil barris). Em 1968, por exemplo, a plataforma Petrobras 1 (P-1), construída pela Companhia de Comércio e Navegação no Estaleiro Mauá, em Niterói (RJ), deu início às atividades de perfuração no estado de Sergipe e foi a primeira plataforma de perfuração flutuante construída no Brasil.

Na primeira metade dos anos 1970 a Petrobras completou a verticalização interna da indústria, avançou no que diz respeito às suas atividades petroquímicas e iniciou a formação de seu conglomerado empresarial para então internacionalizar suas atividades.

Outro fator que marcou a década de 1970 foi o repentino e brusco aumento dos preços do petróleo, decorrente dos choques de 1973 e 1979. Estes eventos remodelaram as políticas energéticas dos países afetados que adotaram medidas capazes de reduzir a importação de óleo cru e, portanto, reduzir a vulnerabilidade externa às flutuações de preço do produto.

O governo brasileiro atuou através de duas vertentes. A primeira corresponde à criação do Programa Nacional do Álcool que tinha por objetivo desenvolver tecnologia capaz de substituir/complementar o consumo de derivados de petróleo. A segunda linha de atuação do governo está relacionada à expansão da produção de óleo cru, principalmente na exploração *offshore*, já que não foram encontrados volumes consideráveis de reservas *onshore*. Esta linha de atuação permitia substituir parte do petróleo importado e, portanto, reduzir gradativamente os efeitos negativos que o novo patamar de preços gerava sobre a Balança Comercial.

Em 1974 foi descoberta a Bacia de Campos - situada na costa norte do estado do Rio de Janeiro, estendendo-se até o sul de Espírito Santo. Com aproximadamente 100 mil quilômetros quadrados ela se tornou, na época, a maior província petrolífera do Brasil. Em 1977, se iniciou a exploração comercial com o campo de Enchova, apresentando uma produção diária de 10 mil barris em uma plataforma flutuante. Nos anos seguintes, várias descobertas se sucederam, consolidando a Bacia de Campos como a principal fonte de hidrocarbonetos do país (e simultaneamente, consolidando a exploração *offshore* na indústria nacional), sendo responsável por mais de 80% da produção nacional do petróleo.

Em novembro de 1984 é descoberto o Campo de Albacora na Bacia de Campos. A partir deste ano, a Petrobras inicia o processo pelo qual é reconhecida em todo o mundo: a exploração em águas profundas. Em 1986, produzir petróleo a 400 metros de profundidade se

apresentava como um novo desafio para a empresa. Na ausência de tecnologia disponível no mercado para este empreendimento, a empresa criou o Procap – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas, a fim de desenvolver tal tecnologia.

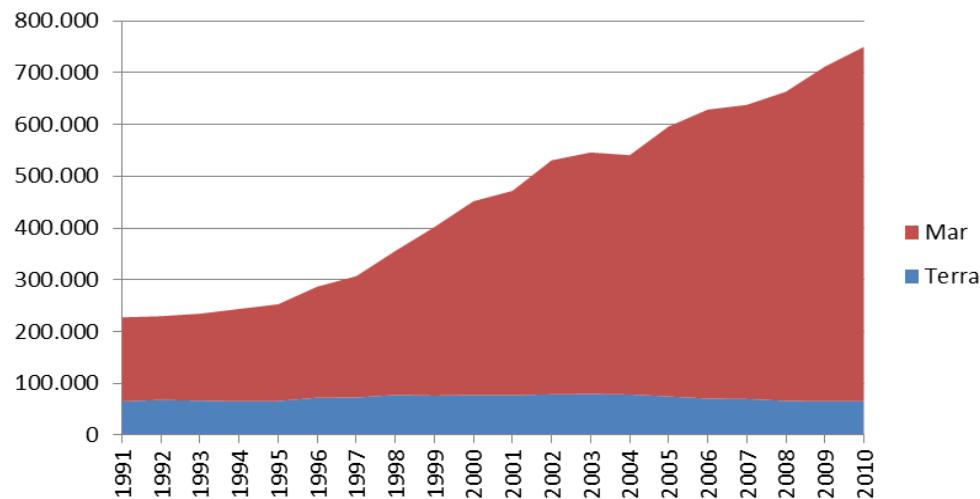
Este programa foi o principal responsável pela posição de liderança que a Petrobras assumiu na exploração de águas profundas. O Procap, lançado em 1986, foi responsável pelo desenvolvimento de tecnologias capazes de explorar regiões localizadas até 1000 metros de profundidade. Neste programa foram desenvolvidos os campos de Marlim e Albacora, duas das principais reservas produtoras da costa brasileira.

Os resultados positivos obtidos e a descoberta de novas reservas em águas profundas incentivaram a criação do Procap-2000 em 1993, de modo a dar continuidade ao programa anterior. Em 2000, conforme as descobertas de novos recursos revelavam a existência dos mesmos em profundidades ainda maiores, foi lançado o Procap-3000. Este programa foi fundamental pra produzir e dar suporte às novas fases de exploração de blocos em águas profundas das bacias de Santos e Espírito Santo (com profundidade de até 3000 metros), promover a redução de gastos de extração dos campos em desenvolvimento e, reduzir o *lifting cost*¹² dos campos em produção.

A partir dos anos 1990, nota-se um crescimento considerável na produção *offshore* em relação à produção *onshore*. Da elevada participação de aproximadamente 70% na produção nacional em 1991, o segmento de exploração *offshore* atingiu, em 2009, 65,4 milhões de barris, o que representa quase 90% da produção total no Brasil. O seguinte gráfico mostra como a produção de petróleo no Brasil tem evoluído ao longo das duas últimas décadas e, simultaneamente, a crescente participação da produção *offshore*.

Gráfico 5 – Produção de Petróleo no Brasil (mil barris)

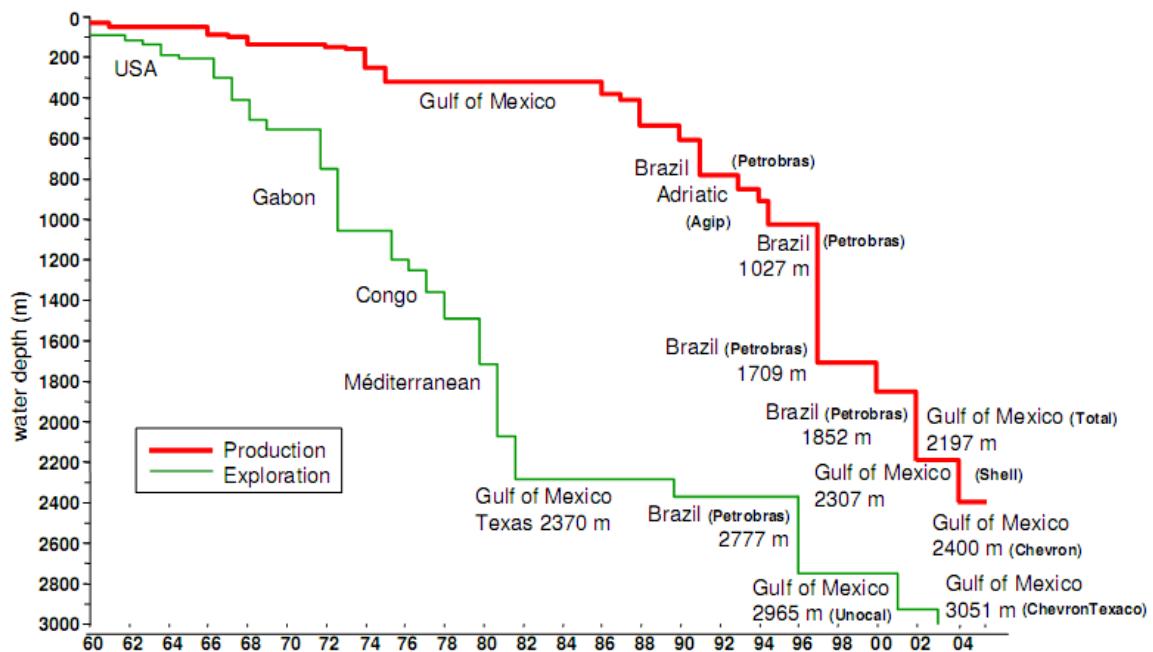
¹² Custo associado à exploração de uma reserva mineral de propriedade de uma determinada empresa.



Fonte: ANP

Na década de 2000, o desenvolvimento tecnológico, resultante dos sucessivos Procaps, permitiu que a Petrobras perfurasse um poço na Bacia de Santos com uma profundidade de 6.915 metros além do fundo do mar, o que representou um recorde no Brasil. Em 2003 a Petrobras iniciou o desenvolvimento do primeiro projeto em águas ultra-profundas na bacia do Espírito Santo. O campo de Golfinho possui uma profundidade de 1300 a 1640 metros e apresenta um petróleo de boa qualidade devido à baixa concentração de Enxofre e parafínicos.

Em 2007, com a descoberta da área de Tupi, na Bacia de Santos, com grande concentração de petróleo e gás, em seções de pré-sal, a Petrobras anunciou a existência de uma nova fronteira de exploração que pode aumentar em 50% as reservas de hidrocarbonetos no país, o pré-sal. A faixa de aproximadamente 800 km de extensão localizada na costa brasileira, segundo estimativas, possui mais de 8 bilhões de barris de petróleo.

Gráfico 6 - Recordes de Perfuração *Offshore*


Este cenário aponta tanto para mudanças que se referem ao contexto institucional (mudanças que já estão ocorrendo) que caracteriza o setor quanto para a possibilidade de o Brasil se tornar um dos principais atores no cenário energético internacional. Diante da escassez de um bem tão valioso, não só no Brasil, mas em todo o mundo, está lançada a nova fronteira de exploração do petróleo.

I.3 – As Empresas Petrolíferas e Para-petrolíferas

Diante deste cenário de mudanças, que afeta tanto as empresas de petróleo quanto as demais empresas que compõem a cadeia de fornecedores da indústria, é importante discorrer sobre a atuação das *majors* na exploração *offshore* profundo e sobre os agentes e os elementos que caracterizam a indústria de fornecedores.

Deste modo, este item será subdividido em duas partes. A primeira apresentará a posição das maiores empresas exploradoras de petróleo diante da nova fronteira de expansão da indústria. A segunda discorrerá sobre a indústria para-petrolífera e as características de seu mercado.

I.3.1 – Supermajors e a Nova Fronteira de Produção de Petróleo

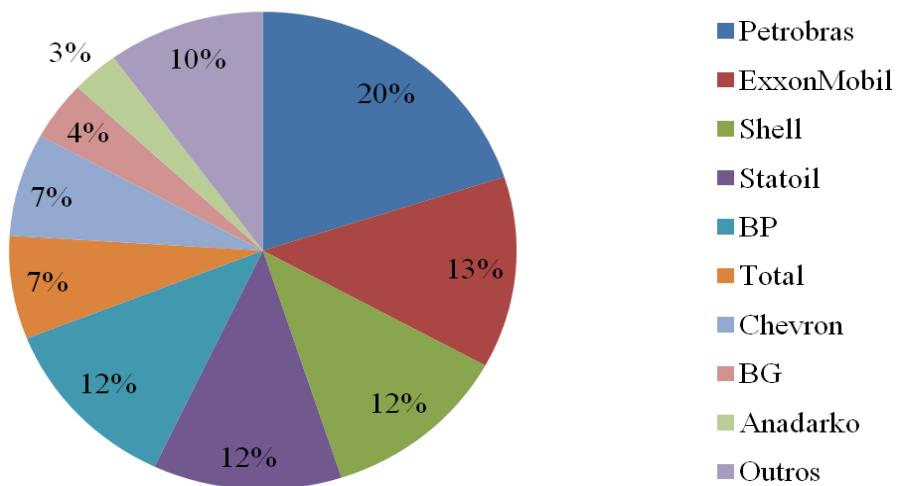
A exploração de petróleo em águas profundas tem se tornado uma alternativa viável para a exploração da matéria prima diante da dinâmica de preços observada nos últimos anos. Este segmento, que representa atualmente 15% da produção *offshore* no mundo, alcançará aproximadamente 20% de participação em 2013. De acordo com o *The World DeepwaterReport 2009-2013*, isto se concretizará diante de investimentos estimados em aproximadamente US\$32 bilhões por ano, no período indicado.

Nas últimas décadas, observa-se um processo de reestruturação da indústria através do fortalecimento das companhias estatais de petróleo, assim como da fusão de empresas de capital privado. As primeiras tem o respaldo do Estado para o apoio de suas operações e expansão para explorar reservas nacionais, na maioria das vezes juntamente com empresas estrangeiras.

Das 25 maiores empresas produtoras de petróleo da atualidade, 17 são companhias estatais, em sua maioria, originadas em países do Oriente Médio, na Rússia e Venezuela. Empresas como a Petrobras, a Petronas (Malásia) e a Saudi Aramco, possuem dimensão tecnológica, organizacional, e eficiência comparáveis às *supermajors*.

Apesar das consecutivas perdas de participação na produção mundial a cada ano, as *supermajors* ainda possuem uma considerável atuação no setor (sendo responsável pela produção de 13.489.000 de boe/dia). Observando a escassez do petróleo, assim como as demais empresas, as *supermajors* são “empurradas” para a exploração em águas profundas. Como é observado no seguinte gráfico, o segmento, liderado pela Petrobras, apresenta uma forte participação das *supermajors* entre as principais empresas produtoras de petróleo em tais condições.

Gráfico 7 – Produção de Petróleo em Águas Profundas por Empresa



Fonte: Petrobras

Entretanto, existem dois fatores que, atuando em conjunto, limitam, em certa medida, a ação destas empresas. Em primeiro lugar, os maiores volumes de recursos atualmente encontrados se localizam, na maioria das vezes, em países emergentes (excetuando-se algumas regiões como o Golfo do México, Mar do Norte e Austrália), ou seja, em áreas que não pertencem aos países centrais (que tendem a apresentar uma maior abertura à atuação de empresas estrangeiras).

Em segundo lugar, é importante destacar que o segmento *onshore*, por ser uma fonte mais barata de produção de petróleo e cujo número e volume de descobertas apresentam tendência de queda, está muito fechado para empresas estrangeiras. Estas, por sua vez, adotam, portanto, uma trajetória de expansão de sua produção para campos onde a extração do óleo é relativamente mais custosa.

Na medida em que os Estados (dos países em desenvolvimento, na maioria dos casos) reconhecem suas reservas de petróleo como estrategicamente importantes e que a exploração deve ser realizada, primordialmente, por empresas nacionais, já que estas atenderiam os interesses internos de modo mais eficiente que as empresas estrangeiras, as *supermajors* perdem, em parte, a possibilidade de avançar sua produção sobre tais áreas.

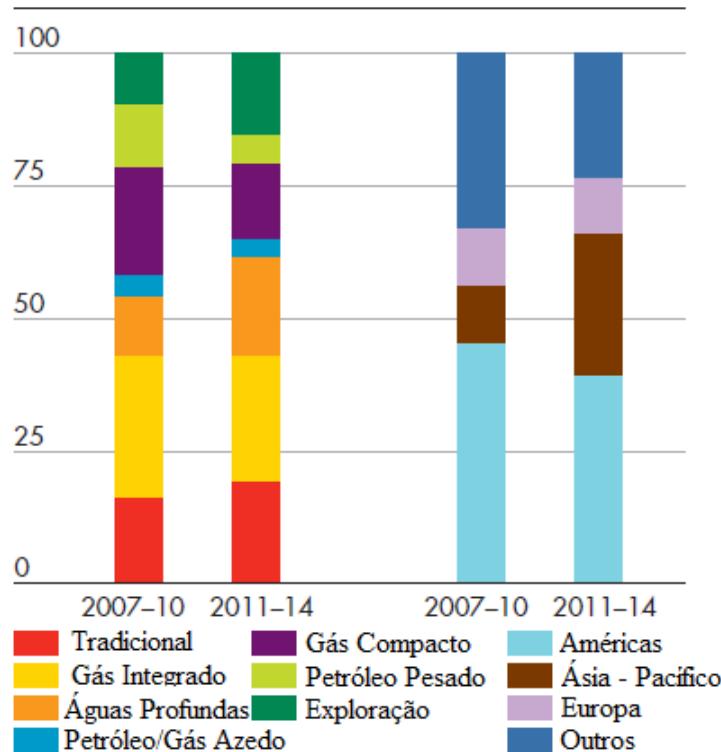
As alternativas que se estabelecem para tais empresas são, portanto, a produção (em águas profundas) nas áreas pertencentes aos países que são relativamente abertos à atuação de empresas estrangeiras e, principalmente, a participação em *joint ventures*¹³, realizadas nos principais países produtores. Além de permitir a entrada das *supermajors* em tais mercados, de acordo com Linde (2000), as *joint ventures* permitem que as estatais adquiram recursos suficientes para investir em projetos que requerem um considerável volume de capital e experiência na elaboração e gestão de contratos para o desenvolvimento de tais projetos.

A Shell, por exemplo, tem adotado a estratégia mencionada. Dentre as principais regiões que a empresa desenvolve a produção *offshore*, podem ser citadas: Corrib, Gjoa e Schoonebeek na Europa, Bonga NW na costa oeste da África; Kashagan, Majnoon e AmalSteam no Oriente Médio; campo de Perdido (participação de 35%) e de Caesar/Tonga no Golfo do México; Gumusut-Kakao na Ásia; e no Brasil trabalha no projeto do campo BC-10 PH2. Destes, os quatro últimos campos se localizam em águas profundas.

O projeto de Perdido, por exemplo, envolve a instalação de equipamentos de perfuração, produção, processamento e exportação numa Spar. De acordo com o InvestorsHandbook 2006-2010 da empresa, os campos desenvolvidos incluem o Great White, Tobago e Silvertip. Aproximadamente 35 poços são ou serão perfurados, dentre os quais um bateu o recorde de profundidade (2850 metros). E sua produção começou em março de 2010. O seguinte gráfico mostra a evolução esperada dos investimentos da empresa nos diversos segmentos do *upstream*. É possível notar que a participação dos investimentos em exploração de águas profundas apresentará um considerável aumento.

¹³ A *joint venture* é uma parceria temporária entre empresas que pretendem investir/operar um determinado empreendimento sem que nenhuma delas perca sua personalidade jurídica.

Gráfico 8 – Capital Investido no Upstream (%)



Fonte: InvestorsHandbook Shell2006-2010

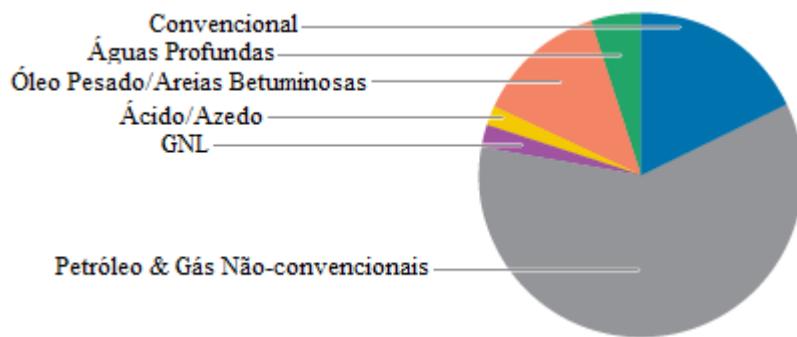
A atuação da Petrobras em águas profundas está majoritariamente concentrada no Brasil e isto se confirma como uma tendência, diante da atuação da empresa na exploração de recursos da camada pré-sal. Entretanto, vale destacar a participação da empresa em projetos de exploração na região Norte Americana do Golfo do México (como os campos de Cascade e de Chinook), e na Nigéria (campos de Akpo, Agbami e Egina).

No Pré-sal é importante destacar o Sistema Piloto de Lula, cuja capacidade de produção de petróleo atinge 100 mil bpd e de 5 milhões m³/dia de gás natural, de acordo com o Relatório de Atividades 2010 da Petrobras. Além disso, a empresa direciona pesadamente

seus investimentos para o pré-sal. Neste sentido, destacam-se os investimentos em 8FPSOs replicantes¹⁴.

A ExxonMobil tem apresentado um posicionamento relativamente menos agressivo quanto à exploração em águas profundas (que representam uma participação relativamente pequena em seu portfolio). Entretanto, ela é responsável por 13% da produção mundial de petróleo neste segmento. De modo semelhante às demais empresas, a Exxon Mobil apresenta projetos em águas profundas, principalmente, nas regiões do Golfo do México, da costa africana (Bloco 2 na Tanzânia, por exemplo) e no Brasil. Verifica-se ainda um crescimento no volume de reservas em águas profundas que, entretanto, é menor que a aquisição de fontes não-convencionais para as quais são direcionadas o maior volume de recursos para aquisição de reservas.

Gráfico 9 – Aquisição de Reservas por Tipo de Fonte 2006 – 2010 (ExxonMobil) (% boe adicionados)



Fonte: 2010 Financial and Operating Review

A BP, por sua vez, avança na mesma direção. Apesar da incerteza gerada pelo acidente na plataforma DeepWaterHorizon (que será detalhado no Capítulo 3), as atividades da empresa se direcionam para a exploração em águas ultra-profundas tendo em vista a tecnologia e a experiência adquiridas. Conforme seu Relatório Anual de 2010, o investimento em fontes de hidrocarbonetos como, em águas profundas, gás não-convencional e campos gigantes faz parte de sua estratégia de longo prazo. De acordo com a BP, ela tem trabalhado

¹⁴ São denominados replicantes pois seus cascos idênticos são produzidos em série, permitindo maior rapidez no processo de construção e consequente otimização de custos.

junto a governos, agentes reguladores e demais protagonistas da indústria para que as lições aprendidas com o acidente não sejam esquecidas ao longo dos anos.

A importância da atividade em águas profundas nos EUA é evidenciada ainda por seu papel no aumento da produção norte-americana de petróleo após 23 anos de queda. Deste modo, a estratégia da BP, principalmente nos EUA, está voltada para a exploração em águas profundas tendo em vista que esta fonte de reservas é a que apresenta perspectiva de crescimento.

A Chevron tem alcançado consideráveis conquistas na exploração em águas profundas. Dentre os projetos em andamento, destacam-se: a segunda fase de desenvolvimento do campo de Agbami na Nigéria, onde serão perfurados 10 poços para escoar a produção; a produção no campo de Frade, um dos maiores projetos em águas profundas do mundo e a construção do Papa-Terra que é estimado como o maior investimento da Chevron no Brasil; no Golfo do México a empresa é uma das líderes de produção, possui participação de 37,5% no campo de Perdido.

A partir a análise do campo de atuação das empresas em água profundas e dos estudos geológicos e geofísicos que se desenvolvem atualmente, é possível perceber que a nova fronteira de exploração da indústria apresenta seu maior potencial de expansão, do ponto de vista geográfico, no chamado triângulo composto pela costa brasileira, a costa oeste africana e o Golfo do México.

I.3.2 – A Indústria de Fornecedores

A cadeia de fornecedores da indústria do petróleo é significativa. Como foi observado no primeiro item do capítulo, para iniciar a produção de uma determinada reserva, é necessário realizar estudos, instalar de inúmeros equipamentos e contratar uma série de serviços para verificar a existência de petróleo e para instalar os equipamentos necessários para a produção.

O que sustenta esta cadeia é o elevado grau de terceirização (de 70 a 90%, de acordo com Bain&Company) que caracteriza as atividades de E&P. Este elevado grau, por sua vez, pode ser explicado através de três elementos: (i) as operadoras apresentam a tendência de

concentrar seus esforços no gerenciamento de suas reservas e produção; (ii) otimizar o uso do capital, reduzindo a necessidade de capital a ser imobilizado em ativos; (iii) repassar parte dos riscos envolvidos na atividade à terceiros capazes de alavancar melhor sua estrutura de custos e realizar investimentos.

A partir dos segmentos de mercado mencionados, pode-se classificar as diferentes empresas nele atuantes como: integradores, drillers, EPCistas, fabricantes de equipamento, empresas de apoio logístico e empresas de nicho. Os integradores são as grandes e antigas empresas de fornecedores que acompanharam a evolução da indústria de petróleo de modo a se expandir em direção aos diferentes segmentos da indústria de fornecedores, principalmente serviços e equipamentos de alta tecnologia. Dentre tais empresas, pode-se destacar a Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes e Weatherford, líderes no mercado de fornecedores.

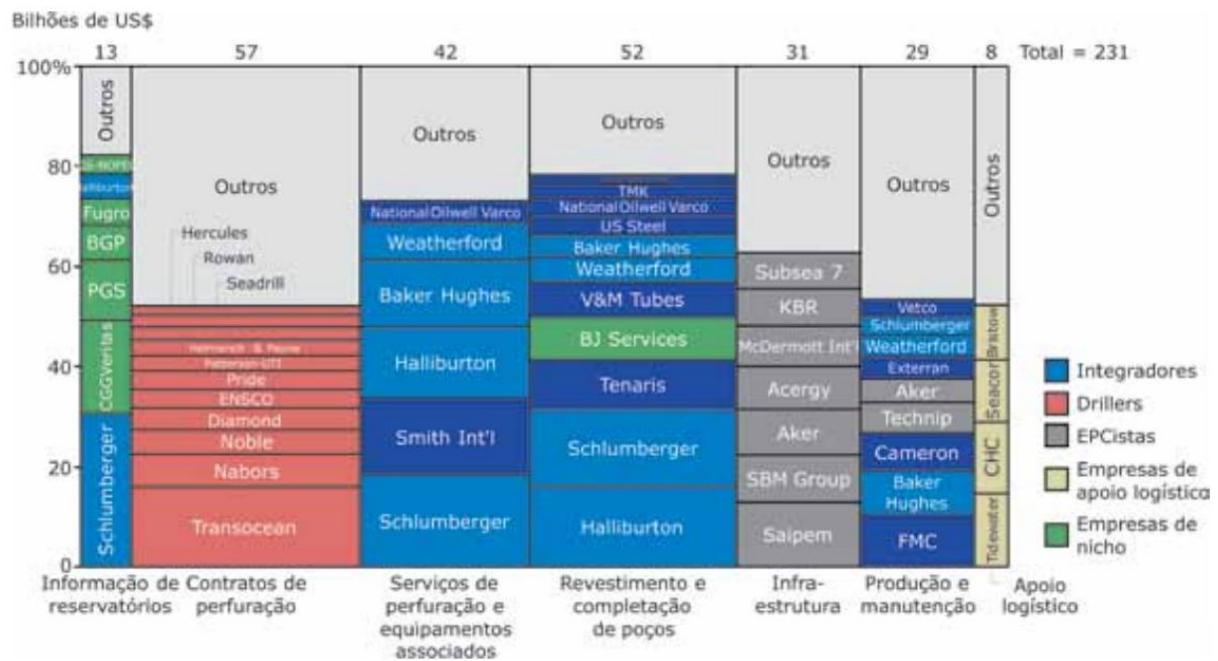
As *drillers* são empresas responsáveis pelos serviços de perfuração. As EPCistas são empresas cujo negócio original é o fornecimento de serviços de engenharia, compras e construção. As empresas de equipamentos produzem os equipamentos necessários para a indústria e serviços relacionados aos mesmos. As empresas de apoio logístico oferecem serviços de transporte de equipamentos até a plataforma, e de trabalhadores. E as empresas de nicho são as que concentram suas atividades num determinado nicho de mercado.

Esta cadeia é forma um mercado relativamente concentrado. Esta característica decorre não somente da necessidade de desenvolver tecnologias para atender as demandas da indústria, mas também devido à concentração existente no mercado de E&P. Isto exige que os fornecedores se concentrem de modo a serem capazes de obter maior poder de negociação com as grandes companhias de petróleo. “The three largest firms – Schlumberger, Halliburton and Baker Hughes – have a near monopoly over certain critical services: 89% of the market for pressure pumping, 87% for directional drilling and 56% of FPSO vessels.” (OVERSEAS DEVELOPMENT INSTITUTE)

A seguinte figura permite ainda observar, através das receitas dos fornecedores de serviços e equipamentos, como este mercado é configurado. Observa-se ainda que, a estratégia das principais empresas foi integrar suas atividades conforme o desenvolvimento

das atividades de E&P. As poucas e principais empresas do setor participam, com valores significativos, de quase todas as etapas de fornecimento da cadeia do *upstream*.

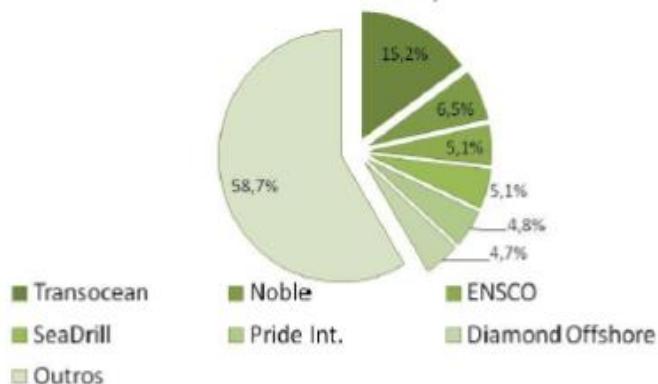
Gráfico 9 – Receitas dos Fornecedores de Serviços e Equipamentos de E&P em 2007



Fonte: Bain&Company

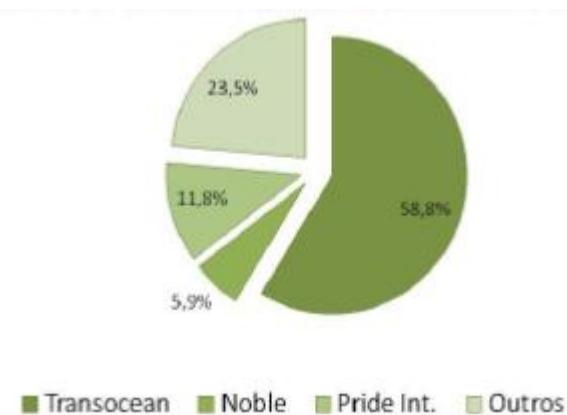
O mercado de sondas, por exemplo, é concentrado. Considerando toda a frota de sondas existentes no mercado, seis empresas detêm, juntas, 40% do *marketshare* deste segmento, como pode ser observado no seguinte gráfico. Considerando, especificamente, as sondas de perfuração em águas profundas, observa-se que apenas três empresas têm mais de 75% do mercado.

Gráfico 10 – Market share no Mercado de Sondas (frota utilizada 2008)



Fonte: rigzone.com

Gráfico 11 – Market share do Mercado de Sondas em Água Profunda (frota utilizada 2008)



Fonte: rigzone.com

O poder de barganha adquirido com a concentração deste mercado, somada à relativa escassez de bens de capital para E&P diante de uma demanda crescente na indústria *offshore* profundo, é um fator que explicará e determinará (em parte) as mudanças esperadas na indústria, diante da nova fronteira de exploração. Deste modo, a configuração da indústria para-petrolífera, consiste um dos fatores fundamentais para determinar a estrutura de custos (que será exposta no capítulo seguinte) das firmas exploradoras de petróleo.

CAPÍTULO 2: A ESTRUTURA DE CUSTOS DO OFFSHORE PROFUNDO

Uma das características essenciais da cadeia do petróleo é a intensidade de capital necessária para fazer um determinado empreendimento. Independentemente do tipo de exploração a ser feita, o volume de recursos investidos inicialmente é muito elevado quando comparado com outras indústrias. Desta maneira, elaborar uma discussão a respeito dos custos que se apresentam ao longo do *upstream* é essencial para atingir o propósito desta monografia.

Em primeiro lugar é importante apresentar os conceitos de Capex e Opex que serão trabalhados neste capítulo. O Capex, do inglês *capital expenditure*¹⁵, indica os custos relacionados à aquisição de ativos, serviços, etc, necessários para explorar, desenvolver e, em menor medida, produzir petróleo, ou seja, os gastos com despesa de capital. Este elemento apresenta maior representatividade nos custos tendo em vista a extensa lista de equipamentos e serviços a serem contratados, assim como pelas suas complexidades.

O Opex, por sua vez, do inglês *operational expenditure*, representa os custos referentes ao processo operacional da estrutura de produção instalada, tais como: a fiscalização dos equipamentos; estudos sísmicos para verificar a evolução do esgotamento da bacia; manutenção das plataformas; pagamento de seguros; compra de materiais para os trabalhadores embarcados e transporte dos mesmos.

A estrutura de custos da fase *upstream* em mar está fortemente associada aos fatores tecnológicos que caracterizam a indústria. Tais fatores podem ser distribuídos de acordo com as etapas que constituem esta primeira fase da cadeia: (i) Custos de exploração, ou seja, relacionados à descoberta de novas reservas; (ii) Custos de desenvolvimento, implementando projetos para viabilizar a produção futura de um campo; (iii) Custos de produção, correspondentes aos custos operacionais necessários pela manutenção de equipamentos e do volume de produção da reserva. Neste capítulo, estes três elementos serão analisados separadamente.

¹⁵Do ponto de vista contábil, o capex é constituído pelos gastos em capital incorridos quando uma empresa investe na compra, melhoramento, desenvolvimento ou extensão da vida de determinados ativos, tais como infra-estruturas, equipamentos, sistemas, propriedades, etc, que tenham um período de vida útil superior ao exercício.

Tabela 1 –Custos Técnicos e Participação de Investimentos de Diferentes Atividades na Cadeia (E&P e Transporte) (US\$ por barril)

	Onshore		Offshore	
	Oriente Médio	EUA	Raso	Profundo
Exploração	0,1	2-3	0,5	2
Geologia		5%-10%		-
Geofísica		20%-25%		10%-15%
Perfuração		65%-75%		70%-80%
Diversos		-		10%-15%
Desenvolvimento	0,5	5	2-4	5-10
Perfuração		50%-60%		45%-55%
Completação		5%-10%		5%-10%
Instalações de poço		25%-30%		35%-40%
Produção	0,3	1-2	1-2	3-4
Transporte	0,1	-	0,2-0,3	0,2-0,3
Custos totais	1	8-10	4-8	10-15

Obs: desconsidera custos de aquisição de reservas.

Fonte: ALVEAL, 2001

Dentre os principais componentes do capex do *upstream* em águas profundas, destacam-se as plataformas, dutos e as atividades de perfuração e completação de poços. Como será analisado mais adiante, estes elementos representam, respectivamente, 25%, 30% e 35% do capex em águas profundas.

É importante notar, entretanto, que os custos da cadeia variam de acordo com uma série de fatores tais como: o projeto a ser desenvolvido pela(s) empresa(s) responsável(eis); da empresa que fornecerá o(s) serviço(s); da petroleira que determinará a forma de contratação a ser adotada; da região a ser explorada, tendo em vista a heterogeneidade da oferta de equipamentos e serviços nas diversas regiões do planeta; e da estratégia da empresa de petróleo, caso o projeto seja de urgência ou não.

Deste modo, é necessário esclarecer que a pretensão deste capítulo é de investigar como os custos se constituem na cadeia, assim como suas participações relativas na mesma de maneira a permitir ao leitor obter conhecimento sobre como eles são distribuídos no *upstream* e a dimensão que os mesmos assumem.

II.1 – Custos de Exploração

Os custos de exploração constituem um fator de extrema relevância para as atividades de uma empresa de petróleo. Como já foi apontado no primeiro capítulo, na fase de exploração, são realizados estudos geológicos, geofísicos, além da perfuração os primeiros poços de petróleo, com o objetivo de verificar a existência de hidrocarbonetos no bloco explorado. No período de 1996 a 2002, as *majors* gastaram aproximadamente US\$40 bilhões (em valores nominais) apenas nesta atividade, o que demonstra a sua significância diante das demais etapas da cadeia do petróleo.

Um primeiro elemento com o qual uma empresa de petróleo se depara é o custo de aquisição. Os custos de aquisição são custos incorridos para adquirir propriedade, isto é, custos incorridos na aquisição de direitos de exploração, perfuração, e produção de petróleo e gás natural. É importante observar que este custo depende do aparato regulatório existente num determinado país, no que concerne aos requisitos e a forma de aquisição destes direitos.

No Brasil, os blocos do pós-sal (previamente delimitados e estudados pela agência reguladora) são licitados e leiloados pela ANP. Este processo é realizado abertamente e a proposta vencedora é escolhida de acordo com as propostas para as atividades de exploração, os prazos, volumes mínimos de investimento e os cronogramas físico-financeiros. Tais elementos são levados em consideração pelo órgão regulador para evitar que a empresa vencedora, eventualmente, decida prolongar o período anterior ao início da exploração da região.

O custo de aquisição dependerá ainda das especificidades do bloco leiloadado. Um bloco pode apresentar um valor mais elevado pois, por exemplo, possui um acervo de dados geológicos, gerados pela ANP, mais significativo e preciso, o que aumentam as chances de sucesso na exploração da área. Ou seja, a diluição dos riscos permitida pela compra de um bloco com consideráveis dados geológicos, significa um valor mais relevante a ser despendido na aquisição do direito de exploração do mesmo. Em determinadas situações, a aquisição de um bloco pode significar 10% da importância do valor investido.

Existe ainda a possibilidade de uma empresa de petróleo adquirir um campo já explorado. Neste caso, tendo, no momento da aquisição, o conhecimento sobre o valor

estimado das reservas esobre as condições geológicas nas quais serão desenvolvidas as atividades, o valor de aquisição tende a ser mais elevado.

Dentre as atividades verificadas na fase de exploração, as que possuem maior representatividade nos custos, são a sísmica e a perfuração de poços. A representatividade da primeira se revela na necessidade de adquirir navios e equipamentos (ou contratar uma empresa) para coletar, processar (através de supercomputadores) e interpretar os dados sísmicos. A relevância da segunda (que será analisada em maiores detalhes nas próximas páginas) se deve a complexidade técnica, da taxa de aluguel da sonda e dos equipamentos que deve ser adquiridos (brocas, lamas de perfuração, etc).

Neste sentido, as variáveis tempo e espaço influenciam decisivamente nos custos não somente desta fase, mas como de todo o *upstream*. Este caráter determinante apresentado pelo primeiro fator justifica-se diante dos custos crescentes relacionados à, por exemplo, realização de serviços terceirizados e aluguel de equipamentos conforme o período de tempo, em que é feito o programa exploratório, aumenta.

A variável espaço, por sua vez, representa um fator determinante para os custos pois a dimensão da área explorada e, principalmente, a profundidade da estrutura geológica, implicam na escolha de determinadas tecnologias que possam representar maiores custos se comparadas às demais alternativas (que entretanto não se aplicariam em tal programa exploratório), além de implicarem no aumento do tempo necessário para finalizar a atividade. Apesar disso, uma área de exploração mais extensa implica em menores custos por Km².

Seguindo a ordem dos diferentes processos que ocorrem na fase de exploração, o custo inerente à pesquisa geológica está associado à contratação, aquisição e/ou desenvolvimento da tecnologia e/ou serviço necessário para o estudo da estrutura geológica existente, e da mão-de-obra especializada nesta atividade. Deste modo, o custo geológico depende de variáveis como: a localização da estrutura geológica a ser estudada que, por sua vez, implicará na adoção de tecnologias mais sofisticadas (ou do desenvolvimento de novas tecnologias¹⁶, o que

¹⁶Em 2010, por exemplo, a Petrobras, juntamente com a FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo) desenvolveu uma microssonda iônica de alta resolução, tecnologia existente em apenas nove países do mundo (onde há apenas 14 disponíveis), a um custo de US\$3 milhões. Utilizada para fazer datações de rochas, esta ferramenta é muito importante para a exploração de petróleo. Entretanto, como será observado nas próximas páginas, este investimento é relativamente pequeno diante do gasto necessário para E&P.

implicará em custos de P&D¹⁷); a disponibilidade de tais tecnologias no mercado e; da disponibilidade de mão-de-obra especializada.

Após os estudos geológicos e, portanto, a delimitação de uma área com potencial exploratório, iniciam-se os estudos geofísicos. De modo semelhante à geologia, os custos de geofísica são definidos de acordo com: a tecnologia (tanto de coleta quanto de processamento de dados) a ser adotada (que depende da profundidade da região estudada) e; a distância da costa, que determinará o tipo e o custo da embarcação a ser utilizada.

Neste sentido, é possível verificar a importância das economias de escala que caracterizam o setor. Uma determinada atividade apresenta economias de escala se o custo de produção de um volume maior de bens permite reduzir custo unitário de produção do mesmo. Isto está presente não só no *upstream*, mas também em outras etapas da cadeia do petróleo.

Embarcações maiores permitem o carregamento de pessoal e equipamentos em maior quantidade, o que permite otimizar a operação e reduzir o tempo de pesquisa. Isto é extremamente importante pois, de acordo com Neto (NETO, A. 2000) uma embarcação equipada para o levantamento de dados geofísicos pode custar aproximadamente US\$18000 por dia.

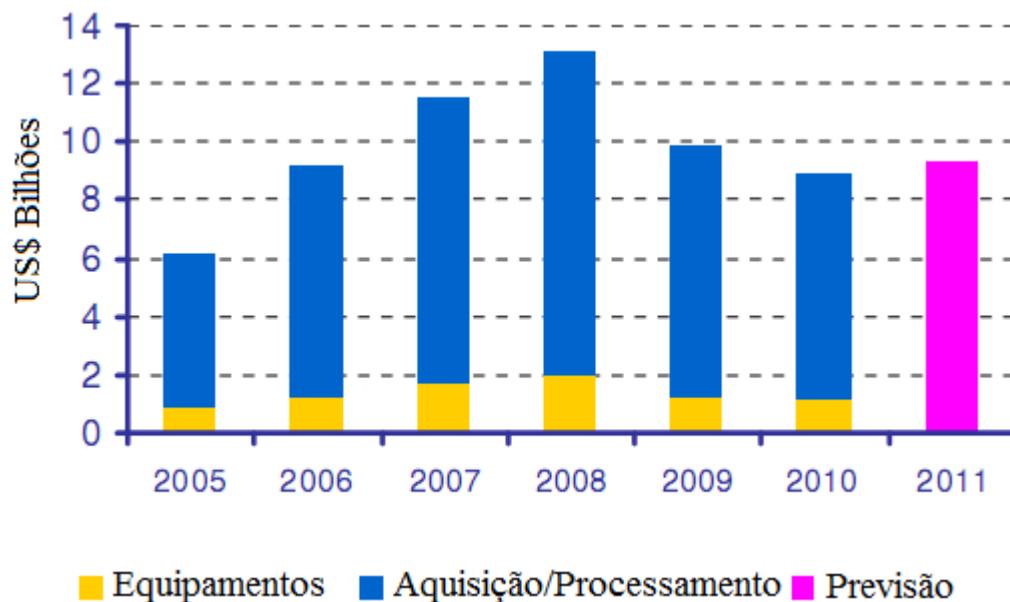
Os valores que as pesquisas geológicas e geofísicas podem representar ao empreendimento dependerão das variáveis já apresentadas, como as condições geológicas do campo, a profundidade, a área explorada. Entretanto, é importante notar que os principais elementos que constituem os custos destas atividades estão relacionados não somente aos fatores que envolvem diretamente a tecnologia adotada. Os custos estão relacionados ainda a logística necessária para realizar os estudos (embarcações, mobilização de pessoal e equipamentos), conforme pode ser observado no seguinte gráfico, que aponta os números do mercado de aquisição, processamento e de equipamentos de geofísica.

No seguinte gráfico é possível notar que os equipamentos compõem apenas uma pequena parcela do mercado de geofísica (o que reflete diretamente nos contratos com as

¹⁷ A Petrobras, por exemplo, investiu R\$1,8 bilhão em P&D em 2010 (valor 30% maior em relação a 2009), o que contribui fortemente para que a empresa mantenha-se na mundial no que concerne à exploração em águas profundas.

grandes petroleiras). Simultaneamente observa-se que o processamento e aquisição são os fatores que compõem a maior parcela deste mercado que vivencia um processo de recuperação após a crise em 2009.

Gráfico 12 – Evolução do Volume de Negócios no Mercado de Geofísica



Fonte: IFP ÉnergieNouvelles

Na tabela abaixo é possível visualizar um exemplo de campanha de exploração em águas profundas e seus respectivos dados. Neste estudo de Lima (2003) é possível ainda verificar como os custos, nesta fase inicial da exploração, são distribuídos. Foram observados custos correspondentes à taxa de participação foram de US\$150 mil, bônus de assinatura de US\$15 milhões e sísmica de 6,407 milhões por ano.

Tabela 2 –Características do Bloco Exploratório Exemplificado

Campo: Marítimo
Setor: SC-API
Bloco Exploratório: C-M-111
Qualificação Técnica Requerida: A
Localização: Bacia de Campos - RJ
Área: 716,475 km ²
Profundidade d'água: 2200 m
Profundidade Estimada do Reservatório: 5000
Duração da Fase de Exploração:
Primeiro Período Exploratório (anos): 5
Segundo Período Exploratório (anos): 2
Informações financeiras:
Valor da Garantia Financeira (US\$milhões/UT): 12000
Taxa de Retenção de Área (R\$/km ² /ano): 85

Fonte: LIMA (2003)

A perfuração de poços de prospecção (etapa seguinte aos estudos) é fundamental para, através do teste de poço, por exemplo, verificar a pressão existente no campo e, a partir daí, calcular as propriedades do reservatório, a vazão dos hidrocarbonetos e atingir um valor aproximado do volume recuperável do poço. Esta etapa da exploração envolve o maior volume de custos, sendo responsável por 40% a 80% dos custos de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo. “Deepwater wells routinely cost upwards of \$35 million and, according to BP’s estimates, drilling typically accounts for half of the development cost for a deepwater project.” (DOUGLAS WESTWOOD, p. 29)

Isto é justificado, em primeiro lugar, pela complexidade técnica exigida para realizar tal tarefa e um maior volume de material utilizado (lama de perfuração, *casingstrings*, etc). A instalação de um poço necessita de uma série de equipamentos¹⁸. Atrelada a tal complexidade, há uma série de serviços que são contratados para o processo de perfuração. Entre tais serviços, pode-se destacar consultoria, desenvolvimento de projeto, design, perfuração

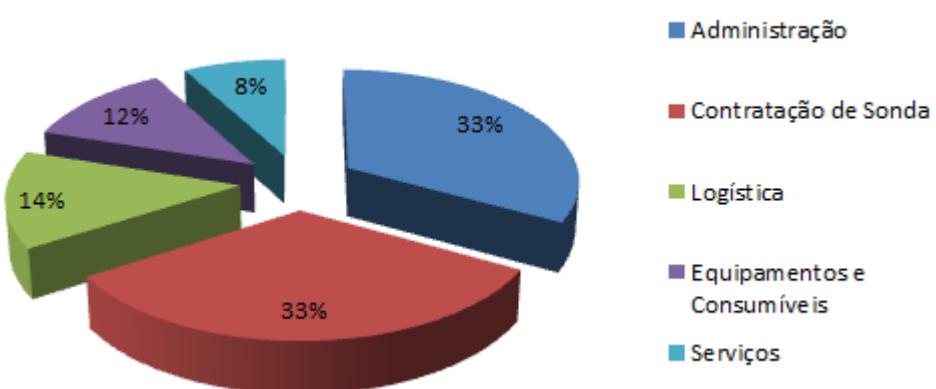
¹⁸Uma única sonda é constituída de diversos equipamentos, tais como: torre de perfuração, bloco de coroamento, catarina, guincho, mesa rotativa e demais componentes do sistema de rotação, equipamentos de coluna de perfuração, broca, instrumentos do sistema de geração e transmissão de energia, de circulação de fluidos (peneira vibratória, desarejador, dessiltador, mudcleaner, centrífuga e centrífuga de alta velocidade), do sistema de segurança de poço, de monitoramento, de plugs SSR para cimentação, e os equipamentos necessários para a completação de poços.

(observando ainda o aluguel da sonda) e construção do poço. Apenas a taxa diária de aluguel de uma plataforma de perfuração em águas profundas, por exemplo, atinge, no Brasil, valores de US\$200.000,00 a US\$350.000,00.

Além disso, a construção dos poços em águas profundas tende a ser um processo mais demorado que em águas rasas devido ao tempo despendido em instalar e buscar equipamentos na/da superfície (observando que maiores profundidades representam uma maior distância do continente). Apenas o aluguel de uma sonda de perfuração pode custar de US\$50 mil a US\$500 mil por dia (dependendo das características geológicas da área na qual se realiza o programa exploratório, da extensão da lâmina d'água, do tipo de sonda e das condições do mercado), logo, um período maior de tempo requerido para a perfuração em águas profundas implica em maiores custos.

Além disso, é importante observar que, devido ao fato de a perfuração representar um volume expressivo de custos para a empresa na primeira fase, quanto maior o número de poços necessários para encontrar uma área na qual será possível maximizar/otimizar a produção de petróleo, maiores serão os custos. O seguinte gráfico apresenta, de modo mais claro, como os custos de perfuração são decompostos nas atividades do Mar do Norte:

Gráfico 13 – Composição Típica de Custos de Perfuração



Fonte:Osmundsen et. al. (2008)



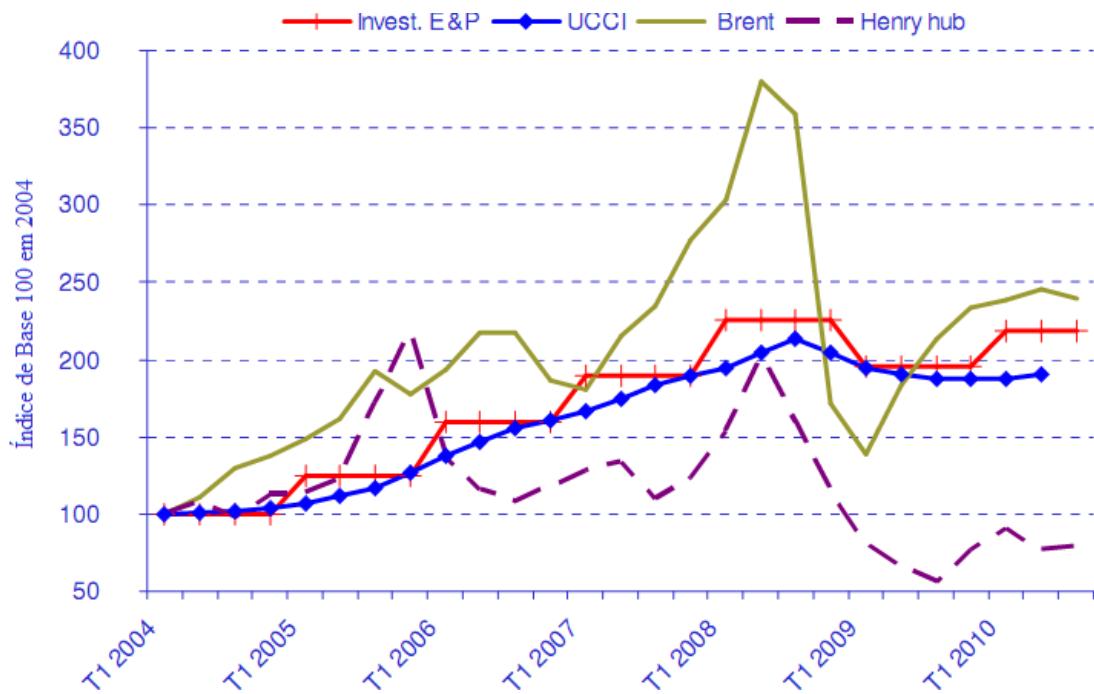
Observando que, em média, o custo de perfuração de um poço de petróleo em águas profundas ultrapassa US\$35 milhões, os investimentos necessários para a campanha de prospecção podem alcançar elevadas cifras (de até US\$400 milhões), conforme maior for o número de poços perfurados. Outras estimativas indicam ainda que “When the cost of labor, fuel, materials and equipment are factored in, the final cost to drill and equip a well is about twice the rig dayrate. A well that takes 30 days to drill with a \$200,000/Day jackup, for instance, would be expected to cost about \$12 million to complete.” (KAISER, 2007)

Estudos apontam que nas últimas décadas, os custos de perfuração tem crescido consideravelmente. De acordo com o Norwegian Petroleum Directorate (NPD), o valor médio necessário para a perfuração de 35 poços de exploração em 1997, seria capaz de perfurar, em 2006, apenas 15. Uma das causas do aumento de custos, segundo Osmundsen, é a redução da eficiência de perfuração.

O mesmo autor aponta ainda que, uma segunda razão para a queda da eficiência de perfuração é o desenvolvimento de tecnologias que permitem perfurar poços mais extensos (inclusive multilaterais). Tais poços exigem maior complexidade, entretanto, são qualitativamente melhores. Outra razão é que as reservas restantes são mais complexas e, portanto, exigem maior complexidade técnica para serem perfuradas. Tendo em vista estes fatores, o declínio na eficiência de perfuração é algo razoável. Novas tecnologias (com maior probabilidade de apresentar tempo ocioso) também podem contribuir para gerar esta queda. Além disso, fatores como o tempo de uso da sonda e a necessidade de manutenção da mesma e a elevada utilização da capacidade de perfuração tanto em termos de equipamento quanto de pessoal, podem ser fatores chave.

Além disso, deve ser observado que o aumento do custo de perfuração está relacionado ainda à flutuação de preços do petróleo. Esta relação, numa primeira perspectiva, pode ser explicada pela idéia de que, o aumento de preços, apresentado como uma tendência, torna-se um incentivo para que as empresas iniciem programas exploratórios em regiões cujos custos de exploração são, de acordo com as condições geológicas, maiores. Naturalmente, há um aumento da demanda pelos produtos e serviços da indústria para-petrolífera.

Gráfico 14 – Tendência de Investimentos em E&P, Preços e Custos



Fonte: IFP ÉnergiesNouvelles

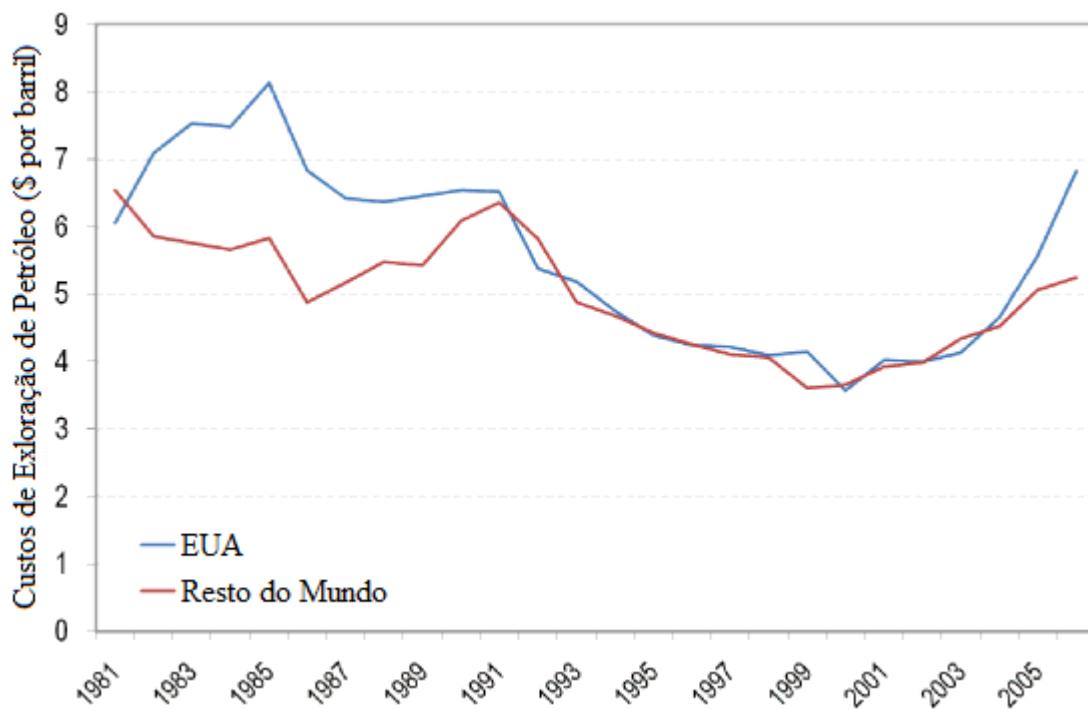
A oferta, entretanto, não é capaz de acompanhar a demanda crescente de equipamentos. Isto ocorre porque os equipamentos fornecidos pela indústria para-petrolífera para o desenvolvimento de poços possuem determinadas especificidades que implicam na incapacidade de acompanhar, no curto prazo, o crescimento da demanda por seus equipamentos. Utilizando como referência a indústria de sondas, que é extremamente essencial para as atividades do upstream, é possível mostrar tais especificidades.

Uma primeira característica é a intensidade de capital necessária nesta indústria. Uma sonda, por exemplo, pode custar até 500 milhões de dólares. Tamanho custo implica na necessidade de alugá-la a uma taxa diária que permita a geração de fluxo de caixa suficiente para amortizar o investimento inicial. Em segundo lugar, entre o início da construção de uma sonda e sua disponibilidade para o mercado de petróleo, existe um considerável intervalo de tempo devido a complexidade do projeto. É necessária a disponibilidade de, por exemplo, estaleiros específicos, que possuam certo know-how e acesso às matérias primas (além do preço destas matérias primas) necessárias para a construção das sondas.

No que se refere, mais especificamente, aos custos de exploração, o seguinte gráfico fornece a evolução dos *finding costs* ao longo das últimas décadas. É notório o recente aumento dos mesmos, principalmente no EUA. A trajetória de declínio apresentada desde a segunda metade dos anos 1980 até o final da década de 1990, foi verificada pelo desenvolvimento tecnológico apresentado neste período.

Esta trajetória de declínio foi interrompida, provavelmente, pelo aumento do valor do petróleo (pressionando preços dos fornecedores, como já foi exemplificado anteriormente) e de outras *commodities*, verificado no período pré-crise financeira internacional. Outro elemento que pode contribuir para explicar esta trajetória é o avanço da indústria para a exploração em águas ultraprofundas, que demanda o desenvolvimento de novas tecnologias, tendo em vista que as existentes não seriam capazes de obter dados geológicos tão precisamente como o fazem em águas rasas.

Gráfico 15 – Custo de Exploração de Petróleo (\$ por barril)



Fonte: EIA

Entretanto, este gráfico aponta apenas a trajetória até 2006. Apresentando dados mais atualizados, é possível observar que os *finding costs* por barril de óleo equivalente produzido

aumentaram consideravelmente até 2009 (ano mais recente com dados disponíveis). Na seguinte tabela, observa-se claramente que a trajetória crescente verificada no gráfico anterior se perpetuou.

Tabela 3 – Custos de Produção de Petróleo e Gás Natural, 2007-2009 (\$ por boe)

	Lifting Costs	Finding Costs	Total Upstream Costs
EUA - Média	\$12.18	\$21.58	\$33.76
On-shore	\$12.73	\$18.65	\$31.38
Off-shore	\$10.09	\$41.51	\$51.60
Resto do Mundo - Média	\$9.95	\$15.13	\$25.08

Fonte: EIA

Deste modo, é possível verificar que, tanto as instalações necessárias para o processo de exploração de petróleo quanto os serviços contratados durante esta fase da indústria possuem especificidades técnicas que implicam no considerável volume de investimentos necessários para verificar a viabilidade da produção de petróleo.

II.2 – Custos de Desenvolvimento

A fase de desenvolvimento exige um considerável volume de recursos. É nesta fase que é instalada toda a estrutura necessária para iniciar a produção de petróleo e para seu transporte até a costa. Assim como os custos de exploração, os custos de desenvolvimento se inserem no conceito de Capex.

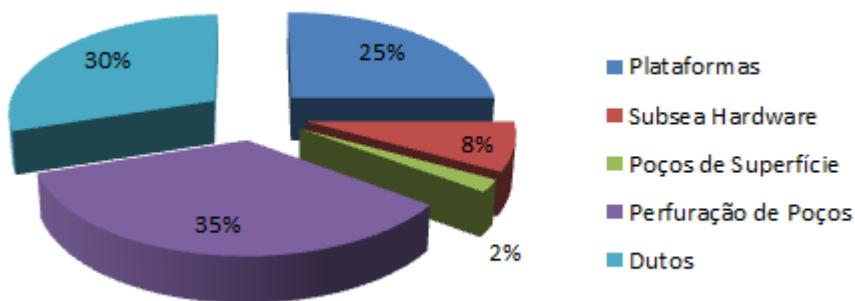
Do ponto de vista contratual entre a empresa de petróleo e a empresa que se responsabilizará pelo desenvolvimento do campo, a fase de desenvolvimento é trabalhada inicialmente através da concepção do projeto mais eficiente em termos tecnológicos, ambientais e que atenda as especificidades da estrutura geológica em questão. Para isto, são realizados estudos de viabilidade, análise de segurança e risco, estudos ambientais e avaliação de impacto, etc. Neste momento é decidido, portanto, o tipo de estrutura (plataformas, dutos

submersíveis, etc) a ser instalada e que será gerida e construída pela empresa contratada de modo a atender os requisitos estipulados pelo órgão regulador¹⁹.

Na perspectiva dos custos, os quais pretende-se analisar, os valores despendidos nos serviços supracitados, durante a fase de desenvolvimento do campo, podem se fundir aos custos de caráter tecnológico pois, os projetos e os serviços prestados são, algumas vezes, desenvolvidos por uma única empresa. Isto decorre da concentração de mercado de fornecedores, onde as grandes empresas se expandiram de modo a fornecer equipamentos e serviços ao longo de toda a cadeia do *upstream*.

De acordo com uma publicação da Douglas-Westwood, três componentes apresentam uma grande participação nos custos: plataformas, dutos e, perfuração e completação de poços de desenvolvimento. Segundo estimativas, as plataformas representam (hoje) aproximadamente ¼ do Capex do upstream em águas profundas, os dutos em média 30% e os poços de desenvolvimento 35%. Em valores absolutos, as estimativas para 2012 apontam que quinze novas plataformas estarão operantes neste ano a um custo de \$6,305 milhões para um universo de custos de \$24,580 milhões.

Gráfico 16 – Distribuição do Capex



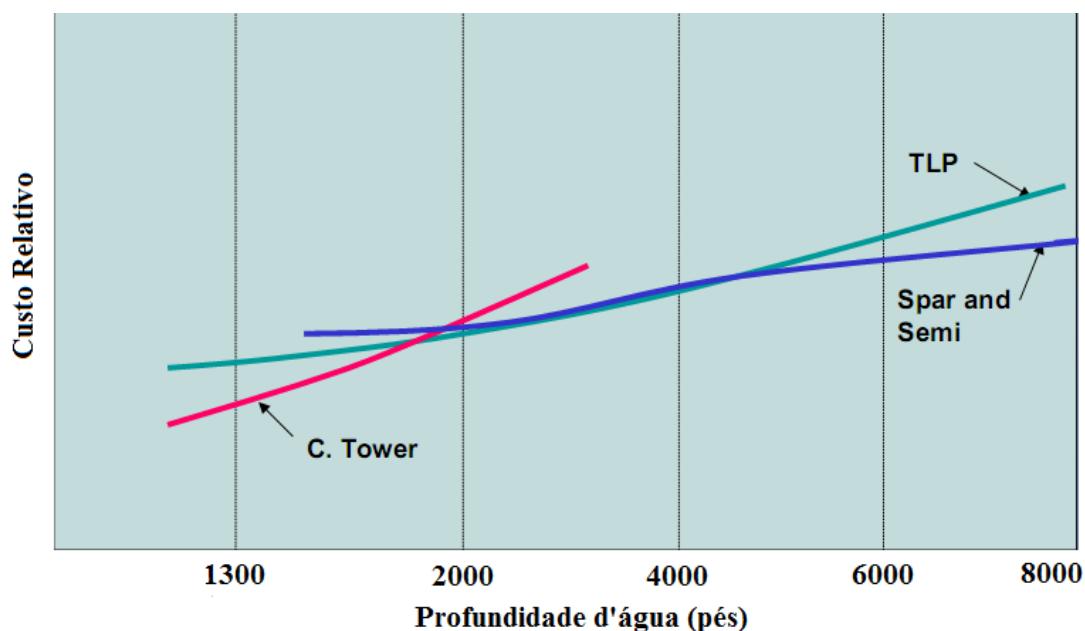
Fonte: DOUGLAS WESTWOOD

O tipo de estrutura a ser adotada depende, em grande parte, da profundidade do campo. No seguinte gráfico é possível observar as curvas do custo total relativo à

¹⁹ Este tema será abordado no segundo item do capítulo, onde pretende-se apresentar mais detalhadamente os custos relacionados às normas exigidas pelas instituições existentes no país onde a empresa de petróleo possui atividades de E&P.

profundidade da jazida de acordo com cada estrutura utilizada. As curvas de custo relativo das tecnologias TLP, Spar e Semi se encontram acima da curva da estrutura C. Tower em profundidades abaixo de 2000 pés, entretanto, a partir de então, verifica-se que a curva da última traça uma trajetória crescente mais acentuada que a das demais. Desta forma, nota-se ainda que as plataformas Spar e Semi-submersíveis são as que apresentam um menor custo relativo em profundidades acima de 5000 pés.

Gráfico 17 – Custo Relativo de Plataformas de Acordo com a Profundidade



Fonte: J. Ray McDermott

A taxa diária para o contrato de uma embarcação necessária para instalar os equipamentos de E&P dependerá da capacidade e da competência de trabalho total do navio, da duração do contrato entre a empresa de petróleo (ou a empresa contratada para coordenar as atividades de desenvolvimento) e o proprietário da embarcação, e da percepção do proprietário ou operador da embarcação, do custo de oportunidade existente (que reflete as condições do mercado de E&P).

Os ativos mais caros de construção em águas profundas podem demandar taxas superiores a US\$250000/dia, podendo ser comparadas a sondas de perfuração. Neste sentido, os custos de mobilização são consideráveis e apresentam maior representatividade em regiões

mais remotas. Campos de petróleo da costa oeste africana, por exemplo, situam-se a aproximadamente 10 mil km do sudoeste do Mar do Norte ou do Golfo do México. Deste modo, a mobilização de determinados navios entre estas regiões pode apresentar um tempo de navegação de aproximadamente 50 dias (a velocidade de 12 nós) e 100 dias (a velocidade de 6 nós).

É importante notar que, conforme a indústria se direciona para a exploração em águas profundas, avanços tecnológicos significantes permitem a viabilidade, tanto econômica quanto técnica, de exploração de áreas ainda mais profundas. Entretanto, a crescente demanda por aço (principalmente da China e nações emergentes) e a operação de estaleiros em capacidade muito elevada, gera uma pressão para o aumento de custos de sistemas flutuantes. Apresentando este cenário, o Deepwater Market Report justifica o aumento de 22% para 26% na representatividade das plataformas nos gastos totais em águas profundas, no período de 2008-2012 em relação ao período 2003-2007.

Além destes elementos, deve-se destacar o *subsea hardware* que equivale a aproximadamente 8% do *capital expenditure*, enquanto os poços de superfície representam de 2% a 4% do Capex.

Em sua avaliação sobre a América Latina, o relatório aponta que E&P em águas profundas concentra-se quase inteiramente no caso brasileiro, portanto, os dados apresentados refletem majoritariamente a realidade do Brasil. No período de 2003-2007 foram gastos, aproximadamente, \$14,4 bilhões para o desenvolvimento da produção em águas profundas, incluindo 209 poços submarinos e 13 sistemas de produção flutuantes.

Em termos de participação no gasto total, as plataformas flutuantes representaram 35% dos gastos verificados no período analisado (na América Latina). Entretanto, apenas duas plataformas foram construídas no período, sendo a maior parte do custo referente a reformas e reemprego daquelas já existentes.

De acordo com o relatório da Douglas-Westwood, no período 2007-2012 serão necessários \$20,6 bilhões para concluir os projetos de desenvolvimento em águas profundas. Neste sentido, destaca-se o crescimento de 60%, em relação aos cinco anos anteriores, do

Capex relacionado aos sistemas de produção flutuantes (impulsionado pela implantação de novos sistemas, assim como no forte crescimento do custo de construção naval).

A seguinte tabela permite observar, em média, a distribuição dos custos de diferentes serviços necessários para desenvolver um campo. Nota-se a importância relativa das atividades de perfuração e da construção da plataforma, devido principalmente ao aparato logístico que a operação exige.

Tabela 4 – Custos Relativos de Desenvolvimento de Campos em Águas Profundas - UK

Serviço	Distribuição de Custos
Perfuração	21,6%
Serviços e Contratos Menores	2,9%
Construção de Plataformas	52,3%
Construção da segurança de risco	2,3%
Equipamentos Submarinos	20,4%
Custos Administrativos	0,5%

Fonte: OVERSEAS DEVELOPMENT INSTITUTE. (2007)

II.3 – Custos de Produção

Durante a fase de produção os principais elementos que configuram a estrutura de custos da uma empresa de petróleo são os custos operacionais. De maneira mais específica, podem ser citados os custos de manutenção, de seguro, custos fiscais e custos técnicos de produção, custos de transporte (principalmente caso não se tenha instalado um sistema de oleodutos até a costa, ou seja, contratando o transporte em navios- tanque), a sísmica 4D e, com o encerramento da produção do poço, a desativação da plataforma (que, na verdade, é uma operação classificada dentro do conceito de capex).

Segundo kaiser, os custos operacionais variam de acordo com fatores tais como os preços da commodity, a idade (tratamento químico, monitoramento, corrosão e escala), o número e o tipo de poços e estruturas, a existência (ou não) de gás associado, características específicas de produção (no que concerne a injeção de gás ou água), produção de água, distância do mercado, serviços requeridos para os poços, distância em relação ao porto e

exigências de segurança. O autorafirma ainda que “Operating cost generally increase with time and because production is declining, revenue declines unless commodity prices are increasing at a faster rate.” (KAISER, Mark J., p.2494)

A representatividade dos custos de manutenção justifica-se não apenas pela contratação de empresa especializada em manutenção de plataformas, pela compra de novos equipamentos que substituirão os já desgastados (previamente estabelecidos nos contratos com fornecedores em paradas de manutenção programadas) ou pelo transporte dos mesmos. O principal fator que confere a tal atividade uma fonte de custos considerável é a necessidade de parada da plataforma, ou seja, interromper a produção de hidrocarbonetos.

Neste sentido, o tempo é a principal variável que determinará a perda da empresa produtora. A variação mensal da produção de petróleo no Brasil, por exemplo, evidencia justamente como as paradas para manutenção influenciam tanto no aumento de custos, como na redução de receitas (que varia de acordo com o período necessário para o término da manutenção) via redução da produção.

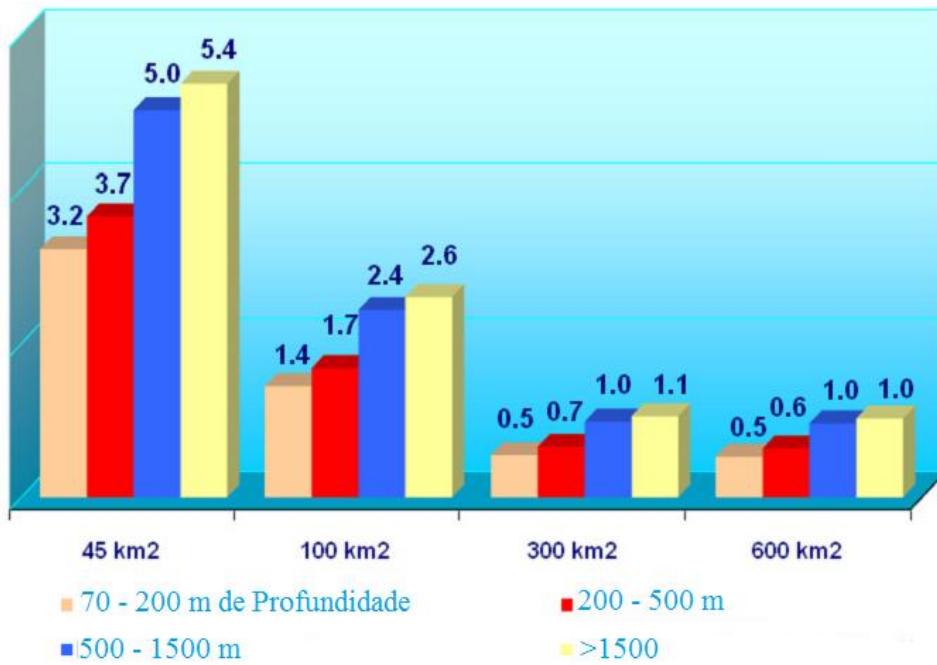
De acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, a queda de produção de 63 Mboe/dia, verificada no mês de julho de 2011 em relação ao mês imediatamente anterior, por exemplo, pode ser justificada pelas paradas programadas para manutenção de plataformas nos campos de Marlim (P-20, P-35 e P-37), Parque das Baleias (FPSO Capixaba) e Albacora Leste (P-50).

O desenvolvimento da sísmica 4D contribuiu, por exemplo, para a exploração recente dos campos do Mar do Norte. Alguns estudos apontam que esta tecnologia reduziu os custos de perfuração, na região, em mais de 6% e contribuiu para a localização de reservas adicionais em média de 5% por campo. “The cost of 4D seismic can be viewed as a surcharge on anticipated well work and expressed as a cost ratio (seismic/wells), which our analysis shows ranges from 5 to 35% on land, 10 to 50% on marine shelf properties, and 5 to 10% in deepwater fields.” (LUMLEY, D.E.; BEHRENS R. A. 1998)

Como pode ser observado no seguinte gráfico, o custo por km², associado à utilização da tecnologia 4D, varia diretamente com a profundidade da estrutura geológica estudada. Observa-se, simultaneamente que, quanto maior a área do campo, (naturalmente) menores são

os custos por Km². Num campo de 600 km², a proximidade observada entre os custos a 500 metros de profundidade e a 1500 metros indica exatamente isto.

Gráfico 18 – Custo da Tecnologia 4D por Km² Explorado



Fonte: BERG E. W. (2008)

O seguro também constitui um elemento importante na configuração dos custos operacionais. Os riscos envolvidos na atividade são transferidos da empresa de petróleo ou da empresa que desenvolve o campo para as seguradoras, seja por disposição legal seja contratual da empresa. Isto permite diluir os elevados riscos envolvidos na atividade.

“Devido à capacidade de assumir parcela expressiva de riscos, a Petrobras contrata franquias que podem chegar a US\$ 50 milhões. (...) Plataformas, refinarias e outras instalações são cobertas por apólices de riscos operacionais e de petróleo. A movimentação de cargas é coberta por apólices de transporte, enquanto as embarcações estão protegidas por seguro de casco e máquinas. Responsabilidade civil e poluição ambiental também são cobertas por apólices específicas.” (PETROBRAS, Relatório de Atividades 2010, p.18)

O custo de transporte é outro elemento que compõe a estrutura estudada durante a fase de produção. Em termos relativos, entretanto, não é muito significante pois, exceto em paradas para manutenção, tal serviço está unicamente relacionado ao transporte de pessoal e

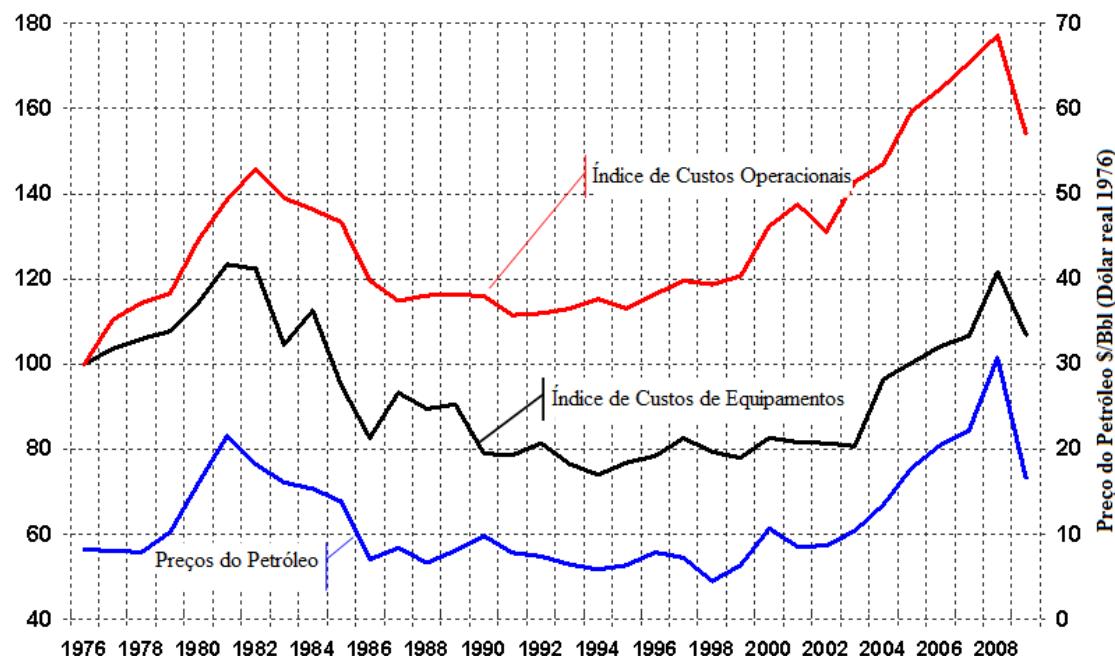
mantimentos até a plataforma. Neste sentido, o custo dependerá da distância da costa e da frota de aeronaves/navios contratados para transportar pessoal, mantimentos e equipamentos.

De maneira geral, tomando como base o Relatório de Atividades da Petrobras, o custo médio de extração de petróleo em 2010, desconsiderando as participações governamentais²⁰, atingiu US\$10,03/boe. Considerando as participações governamentais, este valor salta para US\$24,64/boe. Deste modo, é possível observar que os elementos fiscais envolvidos na atividade de E&P possuem uma considerável representatividade, tendo em vista que o custo de extração/boe que considera as participações governamentais é 145% maior que o primeiro. Além disso, observando a trajetória de expansão de investimentos que a empresa apresentará nos próximos anos no pré-sal e as mudanças institucionais observadas, este valor tende a aumentar.

O seguinte gráfico demonstra a flutuação dos custos operacionais de 1976 a 2009 da produção *offshore* nos Estados Unidos, o que pode refletir, de modo aproximado, a configuração dos custos operacionais em águas profundas. Sinteticamente, os gráficos apontam para uma trajetória de crescimento de custos (tanto os custos operacionais quanto os custos dos equipamentos), desde os anos 1970, que foi interrompida pela crise financeira internacional. O segundo gráfico reafirma ainda o argumento, já apresentado, do movimento sincronizado entre custos e preços do petróleo ao longo do tempo.

²⁰ São considerados todos os impostos pagos pela empresa produtora (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área).

Gráfico 19 – Índices de Custos Operacionais e de Equipamentos e de Preços



Fonte: EIA

Vale notar ainda o esforço relacionado à necessidade de gerar a recuperação secundária e terciária do poço após o esgotamento de seu fluxo natural de óleo consequente do diferencial de pressão. Estes poços são perfurados já na fase de desenvolvimento e os respectivos custos estão majoritariamente inseridos na fase de desenvolvimento.

Por fim, com o esgotamento do poço, ou seja, quando os custos de produção excedem as receitas da venda do petróleo, é necessário encerrar a produção e desativar os equipamentos. Neste aspecto, surge o primeiro elemento relacionado às questões ambientais e institucionais a serem discutidas no próximo item. Os custos envolvidos na atividade dependerão das regras instituídas no país e da complexidade das instalações.

Neste sentido, a legislação brasileira aponta para a necessidade de realizar procedimentos que evitem a migração de fluidos entre as formações e seu vazamento. Não se verificam outras exigências significativas nesta direção pois, no caso brasileiro, as plataformas são flutuantes e, portanto, aproveitadas para a exploração/produção em outros



campos. Está ainda previsto em lei que a concessionária deve entregar à ANP o Programa de Desativação das Instalações e o Relatório Final de Desativação de Instalações.

Os custos de abandono de unidades flutuantes refletem basicamente os gastos de retirada de âncoras e equipamentos submarinos, do transporte da unidade para a costa e dos procedimentos de tamponamento e abandono de poços. A cadeia de decisão para o abandono destas instalações considera a melhor opção, em termos de custos, observando fatores como o tipo de construção, a distância em relação à costa, condições do tempo, peso e demais características da estrutura. (SANTOS, Odilane et al., 2006)

O debate referente ao abandono de parte das instalações (no que se refere às estruturas fixas principalmente) envolve tanto os fatores econômicos quanto os ambientais. Por um lado, a desinstalação dos equipamentos e seu transporte para a costa, para fins de reutilização, exigiria uma estrutura logística semelhante à utilizada na fase de desenvolvimento, o que representariam custos consideráveis para uma atividade que não geraria receitas. Por outro lado, a alternativa de afundar a plataforma, aponta para as consequências ambientais do acumulo de metais pesados no leito marinho.

A partir disto, é possível afirmar que o abandono é uma atividade custosa mesmo no caso de plataformas flutuantes, tendo em vista que, o aparato utilizado se aproxima do que se verifica na instalação de equipamentos no leito marinho.

Do ponto de vista ambiental, a alternativa de manter a estrutura no oceano possui, entretanto, um viés favorável ao meio ambiente pois, a estrutura localizada no fundo do mar, cria condições para a formação de um ecossistema marinho em regiões anteriormente não habitadas pela fauna marinha. As plataformas proporcionam uma base para o surgimento de recifes, cardumes que gerarão um ecossistema produtivo (no sentido ambiental da palavra).

Para tanto, no Brasil, as instalações de produção, de acordo com a Resolução nº27 da ANP, devem previamente sofrer adaptações de modo a se adequarem a este uso e devem se submeter ainda a aprovação da implantação do recife pela Autoridade Marítima, assim como manutenção e monitoramento pelo órgão ambiental local.



Além disso, outras soluções se apresentam. O reaproveitamento de plataformas mais modernas é uma das opções. Atualmente, estas plataformas são rebocadas e reutilizadas na produção em outras regiões. Além disso, há a possibilidade de transformá-las em viveiros artificiais para pesca (entretanto, esta solução não se aplica a águas profundas). Desta forma, o custo envolvido na atividade se limitaria a isolar os poços perfurados de modo a evitar o vazamento de óleo e desmontar a estrutura submarina. “Após a retirada das Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção, o fundo marinho deve ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas d'água inferiores a 80 metros;” (ANP, Resolução N° 27)

Entretanto, as questões ambientais relacionadas à exploração de petróleo não se limitam à decisão do destino dos ativos de produção após o esgotamento dos recursos. Há ainda uma série de elementos que envolvem diretamente as questões ambientais e que, portanto, são exercidos de acordo com normas estabelecidas para reduzir ou controlar o passivo ambiental gerado pela atividade.

CAPÍTULO 3: A SEGURANÇA AMBIENTAL E SEUS IMPACTOS SOBRE CUSTOS

A indústria do petróleo, desde seus primórdios, assume um papel protagonista no que se refere aos impactos ambientais. Esta característica pode ser observada desde o processo de produção (com possíveis vazamentos, acidentes, etc) até o consumo final (emissão de gases de efeito estufa). Neste sentido, o crescimento do debate referente ao meio ambiente marinho, à qualidade de vida nas cidades, aos efeitos das atividades nas regiões costeiras, permitiu, em vários países, a criação de uma legislação específica para controlar tais impactos sobre a sociedade.

Tais exigências causam, indiretamente, um aumento e custos das empresas de petróleo, pois, um determinado método que, antes, seria adotado de maneira mais simples, passa a ter que cumprir as regras estabelecidas pelo órgão responsável. Entretanto, as mesmas visam evitar custos ainda maiores para as empresas (e para a sociedade) que podem decorrer de, por exemplo, um acidente na plataforma. Neste aspecto, é importante enfatizar o contexto institucional presente no país.

III.1 – Legislação Ambiental no *upstream*

Em primeiro lugar, é importante especificar o papel das entidades responsáveis pelo setor no Brasil. As três instituições responsáveis para tratar das questões ambientais (no que diz respeito à exploração de petróleo) no país são: IBAMA, CONAMA e ANP. A ANP é a agência que regula a atividade, o IBAMA tem como principal responsabilidade o processo de licenciamento e o CONAMA é um órgão consultivo e deliberativo que recomenda e aprova normas e procedimentos de licenciamento.

No Brasil, o primeiro elemento regulamentar constituído para evitar possíveis impactos da atividade sobre o meio ambiente é o licenciamento ambiental²¹. O licenciamento torna-se do ponto de vista da empresa, o primeiro entrave existente para o início de suas

²¹Procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso. (Resolução Nº237/1997 CONAMA)



atividades. Este posicionamento por parte da empresa justifica-se, principalmente, pela lentidão do processo de licenciamento e do aparato burocrático existente por trás deste processo.

De acordo com a Resolução CONAMA Nº 237 de 1997, as atividades que efetiva ou potencialmente, podem causar severos danos ao meio ambiente (como a exploração de petróleo) devem apresentar um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental em sua área de atuação para, a partir de então, o IBAMA (ou o órgão estadual competente) dar início ao processo de licenciamento.

É importante observar ainda que o custo de análise para a obtenção da licença ambiental deve ser estabelecido por dispositivo legal, visando o resarcimento das despesas do órgão ambiental competente pela empresa. (Resolução CONAMA Nº 237 de 1997)

De modo mais específico às atividades de EXPROPER (Exploração, Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural), a Resolução CONAMA Nº 23 de 1994 são necessários quatro tipos de licença para atender plenamente a produção de petróleo. Em primeiro lugar, a licença prévia para perfuração, mediante apresentação de RCA²²; licença prévia de produção para pesquisa, que autoriza a produção para verificar a viabilidade econômica do campo, mediante a apresentação do EVA²³; licença de instalação (de equipamentos necessários para a produção e escoamento) após aprovação do RAA ou do EIA; e licença de operação, concedida após a aprovação do PCA²⁴.

Além disso, observa-se que existe um prazo de validade das licenças obtidas pela empresa. A Licença Prévia deve compreender, no mínimo, o período previsto no cronograma de obras, em consonância com a validade do Contrato de Concessão da ANP. A Licença de Instalação, por sua vez, é estabelecida de acordo com o cronograma de instalação dos equipamentos, não podendo ser superior a 6 anos. E o prazo de validade da Licença de Operação (de produção, 10 anos e sísmica, de acordo com a validade de autorização da ANP)

²²Relatório de Controle Ambiental, contendo a descrição da atividade de perfuração, riscos ambientais, identificação dos impactos e medidas mitigadoras.

²³ O Estudo de Viabilidade Ambiental descreve a atividade de perfuração, riscos ambientais e identifica os impactos e medidas mitigadoras.

²⁴O Projeto de Controle Ambiental discorre sobre os projetos executivos criados para minimizar os impactos ambientais identificados e avaliados nos relatórios anteriores.



considera os planos de controle ambiental desenvolvidos pela empresa responsável pela proprietária do empreendimento.

É importante observar ainda que, especificamente para a atividade sísmica, é necessária a elaboração de um Estudo Ambiental a fim de obter a Licença de Operação para Atividade Sísmica. Além disso, a ANP prevê que as empresas devem entregar o Relatório de Gastos Trimestrais durante as fases de exploração, desenvolvimento e produção (PANP – 180 – 2003).

Além do processo de licenciamento necessário para o início da instalação e operação dos equipamentos utilizados em E&P, a legislação ambiental brasileira prevê os procedimentos necessários em outras situações, tais como: um possível derramamento de óleo no mar e utilização de componentes químicos na tentativa de conter o mesmo (Resolução 269 de 2000); e o descarte de óleos, graxas e água de processo ou de produção (que contêm significativo volume de óleo misturado) em plataformas (Resolução 393 de 2007).

De acordo com a Resolução nº269, a produção, comercialização, importação e utilização de dispersantes químicos para as ações de combate aos derrames de petróleo e seus derivados no mar devem ser feitas somente após o registro do produto junto ao IBAMA.

A Resolução 393 de 2007, por sua vez, estabelece os requisitos para o descarte dos materiais mencionados, que são utilizados na fase de produção e que, sem regulamentação, seriam descartados diretamente no ambiente marinho. Neste sentido, é importante destacar o papel da fiscalização e inspeção dos equipamentos e dos procedimentos adotados nas plataformas (responsabilidade dos engenheiros da ANP e por agentes do IBAMA).

De modo complementar às resoluções do CONAMA e às regras estabelecidas pela ANP, existem ainda as Normas Regulamentadoras concernentes à atividade. Tais normas, emitidas em concordância à Secretaria de Segurança e Saúde no Trabalho, objetivam principalmente, zelar pelo bem-estar e segurança dos trabalhadores embarcados o que, indiretamente, significa a prevenção de acidentes que podem provocar danos ambientais. A NR 2 – Inspeção Prévia, estabelece, por exemplo, que toda atividade nova deve solicitar aprovação de suas instalações, antes do início de suas operações, de modo a reduzir o risco de acidentes.

O Anexo II da NR 30, por sua vez, aplica-se às plataformas de exploração e produção de petróleo, especificamente, estabelecendo os requisitos mínimos de segurança e saúde no trabalho a bordo de plataformas e instalações de apoio empregadas com a finalidade de exploração e produção de petróleo e gás do subsolo marinho. A relevância deste elemento, no que se refere aos custos, se encontra no fato de que, verificada qualquer atividade que possa expor trabalhadores a determinado risco, as atividades da plataforma podem ser interrompidas (sendo necessário, por exemplo, algum tipo de manutenção).

Tais situações de risco e a denúncia por parte dos trabalhos ocorrem eventualmente e leva a suspensão efetiva das operações. Trata-se de algo muito delicado tendo em vista que nestas plataformas os trabalhadores atuam em turnos de 12 horas com pessoas de diversas nacionalidades e com agentes específicos responsáveis por serviços breves. Em algumas plataformas, contêineres de aço são utilizados como dormitórios. Estas características expõem as atividades das plataformas a riscos que podem desencadear em acidentes. Desta forma, o esforço fiscalizatório é extremamente importante.

Neste sentido, fragilidades fiscalizatórias são encontradas no Brasil e em outros países. Segundo um inspetor da ANP, os empreiteiros atuantes em plataformas carecem de pessoas qualificadas (tendo em vista a escassez das mesmas no país). Além disso, apesar de destinar anualmente R\$14,9 milhões para fiscalizar as empresas, a ANP dispõe apenas de 20 engenheiros para inspecionar 184 sondas e plataformas de produção na Bacia de Campos. (GALL, Norman, 2011)

Os elementos referentes à criação de normas de SMS²⁵ assumem um papel cada vez maior na visão estratégica das empresas. Em 2000, por exemplo, a Petrobras integrou os objetivos de responsabilidade social e ambiental ao seu planejamento estratégico e, partir de então, a empresa avalia sua relação com o meio ambiente de acordo com os indicadores corporativos de SMS com o objetivo de avaliar mais rapidamente os dados e tornar mais simples o processo de tomada de decisões. Este movimento, provavelmente se solidificará nos próximos anos caso ocorra efetivamente um fortalecimento das instituições responsáveis pela fiscalização.

²⁵ É importante notar que, conceitualmente, SMS refere-se não somente aos fatores ambientais, mas também aos fatores sociais afetados pela atividade de E&P. Entretanto o SMS deve ser antes observado como um fator interno de gestão da empresa, não diretamente como algo diretamente relacionado aos elementos legislativos.



A Lei 9966 de 2000 foi instituída a fim de estabelecer os sistemas de prevenção, medidas de controle e combate da poluição, dos procedimentos referentes ao transporte de óleo e substâncias nocivas. Além disso, institui as penas (multa diária, retenção de navio, suspensão das atividades, etc) referentes ao descumprimento das medidas estabelecidas. Neste sentido, o Decreto 4871 de 2003 contribui estabelecendo o Plano de Área, ou seja, um plano de ação conjunta referente a uma área de concentração de plataformas e respectivas instalações de apoio, de modo a integrar os diversos Planos de Emergência Individuais e, portanto, melhorar a capacidade de resposta a um incidente.

Em 2008, o CONAMA emitiu uma Resolução²⁶ que institui a necessidade da criação de um plano de emergência ao derramamento de óleo em plataformas, embarcações de apoio, instalações portuárias, dutos, etc. Neste plano, estão previstos os procedimentos que devem ser adotados em resposta ao acidente (procedimento para contenção de vazamento, para proteção de áreas vulneráveis, monitoramento do óleo derramado, etc), assim como para recuperar a área degradada e proteger a população afetada.

Quanto às penalidades referentes às infrações ao meio ambiente, a Lei nº 9.605/98 – Lei dos Crimes Ambientais abrange os aspectos da ação e do processo penal, os crimes contra o meio ambiente e as infrações administrativas. Deste modo, observa-se que as consequências de um acidente (observando sua proporção e, portanto, a área afetada), do ponto de vista da empresa, significam ainda uma resposta administrativa (verificada através da cobrança de multas e interdições) e civil (no que concerne às possíveis indenizações e reparações do dano causado).

Entretanto, tal aparato regulatório é ainda muito incipiente e deve ser adaptado aos fatores que caracterizam a exploração do pré-sal. A legislação brasileira, apesar de relativamente moderna, precisa sofrer um processo de sofisticação importante de modo a garantir que a produção em águas ultra-profundas, a mais de 200 km da costa, não represente uma ameaça ambiental à vida marinha existente e às regiões costeiras. Para isto, tais mudanças devem ser acompanhadas de um processo de fortalecimento do aparato fiscalizador da ANP.

²⁶ RESOLUÇÃO CONAMA nº 398, de 11 de junho de 2008



O desafio as autoridades brasileiras torna-se ainda maior quando verifica-se que o Brasil não dispõe da estrutura física e organizacional (Petrobras, Marinha, empresas de serviço privadas) necessária para conter um vazamento de proporções iguais ao do poço de Macondo no Golfo do México. (GALL, Norman, 2011)

Este movimento deve ser observado não somente no Brasil, mas em diversos outros países onde será observada uma considerável expansão da exploração *offshore* profunda (Golfo do México e Costa Oeste da África). Como será observado adiante, as várias falhas verificadas no sistema regulatório norte-americano foram fatores essenciais que possibilitaram o desastre ambiental no Golfo do México.

Tais mudanças já podem ser notadas através do estabelecimento, pelo IBAMA, da proposta que cada plataforma de exploração/produção tenha seu respectivo centro de defesa ambiental, ou seja, uma embarcação que dispõe de equipamentos e pessoal necessários para responder as demandas geradas por um acidente em alto-mar. Esta medida é perfeitamente cabível, tendo em vista que a distância entre as estruturas produtoras do pré-sal e entre as mesmas e a costa brasileira. Comparado ao custo de manter uma estrutura de apoio para um conjunto de plataformas (conforme a legislação anterior exigia), a nova medida gera um grande impacto sobre custos.

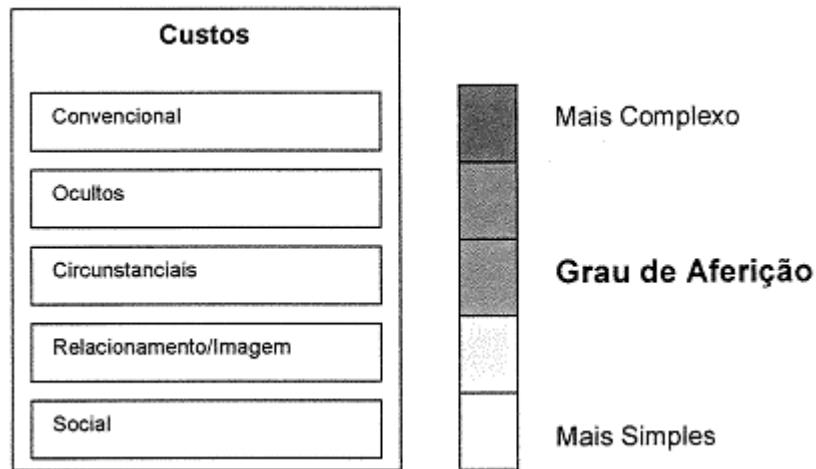
III.2 – Custos Ambientais no *upstream*

Conforme a análise desenvolvida no item anterior, o estudo de custos ambientais é verificado conforme a legislação estabelecida. Além disso, é importante observar que, tal conformidade, está condicionada ainda aos equipamentos necessários para seu cumprimento. Desta forma, os custos ambientais se traduzem na conjugação destes dois elementos. Para facilitar a análise, o primeiro item aborda os custos incorridos para prevenir acidentes e, o segundo item aponta para os custos decorrentes de acidentes.

Entretanto, antes de discorrer sobre os fatores ambientais que geram, direta ou indiretamente, custos de E&P, é necessário classificar os mesmos. Este é o propósito da seguinte figura, que aponta para uma forma de classificação dos custos ambientais e seus respectivos graus de aferição (que estão subentendidos na discussão de custos ambientais a seguir). De acordo com o EPA(US Environmental Protection Agency), o custo convencional é

aquele relacionado aos custos de implantação de um projeto como despesas de capital, operacionais e de manutenção. Os custos ocultos são aqueles implicados pela aplicação de normas ambientais que regem a atividade tais como elaboração de relatórios ambientais, pesquisa sobre os impactos ao meio ambiente, etc.

Figura 3 – Tipos de Custos Ambientais (EPA)



Fonte: EPA

Os custos circunstanciais, por sua vez, podem ser divididos em dois: custos decorrentes de operações acidentais, ou seja, para a solução do acidente e; custos sintetizados pelos pagamentos de indenizações às partes afetadas, direta ou indiretamente pelo acidente. E custos de relacionamento/imagem e sociais, que estão diretamente relacionadas aos ativos intangíveis da empresa, ao compromisso ambiental e a imagem ambientalmente responsável que a mesma transmite ao mercado.

III.2.1 – Custos de Prevenção

Como pode ser observado na tabela a seguir, o processo de licenciamento, em termos de custos, é irrelevante diante da dimensão dos custos que caracterizam a cadeia (estudados no primeiro item do capítulo). No mais, os custos podem apresentar uma maior

representatividade caso sejam considerados os contratos²⁷ de empresas para realizar os relatórios, estudos, auditorias independentes e projetos referentes ao impacto ambiental exigidos pela legislação (ou voluntariamente).

Tabela 5 – Custos de Elaboração de Relatórios de Licença Ambiental

EMPRESA DE GRANDE PORTO			
Impacto Ambiental	Pequeno	Médio	Alto
Licença Prévia	4.000,00	8.000,00	16.000,00
Licença de Instalação	11.200,00	22.400,00	44.800,00
Licença de Operação	5.600,00	11.200,00	22.400,00

Código	AVALIAÇÃO E ANÁLISES (Lei 9.960 de 28/01/2000)
5027	<p>2.1 - Análise de documentação técnica que subsidie a emissão de: Registros, Autorizações, Licenças inclusive para supressão de vegetação em Áreas de Preservação Permanente e respectivas renovações;</p> <p>Valor = { K + [(A × B × C) + (D × A × E)] }</p> <p>A - Nº de Técnicos envolvidos na análise.</p> <p>B - Nº de horas/homem necessárias para análise.</p> <p>C - Valor em Reais da hora/homem dos técnicos envolvidos na análise + total de obrigações sociais(OS) = 84,71% sobre o valor da hora/homem.</p> <p>D - Despesas com viagem.</p> <p>E - Nº de viagens necessárias.</p> <p>K - Despesas administrativas = 5% do somatório de (A × B × C) + (D × A × E).</p>

Fonte: site IBAMA

Além disso, observando a legislação ambiental, foi instituída a Lei 9960 em 2000, criando a Taxa de Fiscalização Ambiental (TFA). A TFA é uma taxa de R\$3000,00, paga anualmente pelas atividades que geram impactos ambientais (ou que potencialmente possam gerar) e, caso não seja honrada, a empresa é multada. Este valor, entretanto, é insignificante para as operações *offshore*.

Do ponto de vista técnico, os custos ambientais confundem-se com os custos da estrutura e dos equipamentos utilizados durante a fase de E&P. Isto está relacionado à natureza de tais custos, que pode ser observada de acordo com a classificação dada no início deste item (custos ocultos). Esta característica é fundamentada nos elementos regulatórios e legislativos referentes ao meio ambiente. Além disso, a dificuldade de identificar especificamente os custos ambientais envolvidos é verificada pelo fato de que o mercado de

²⁷ Há, entretanto, uma determinada dificuldade em encontrar valores específicos a realização de tais auditorias, pois tais contratos envolvem, num mesmo pacote, a prestação de outros serviços (tendo em vista a concentração da indústria de fornecedores).

fornecedores é consideravelmente concentrado, de modo que, poucas empresas podem atender a demanda por uma série de serviços e equipamentos.

Isto dificulta um pouco a análise proposta nesta monografia, tendo em vista o fato de que estes aspectos técnicos são os principais responsáveis pela representatividade dos custos ambientais existentes no *upstream*. Apesar disso, é possível verificar que o custo técnico é encontrado, por exemplo, nos sistemas de detecção responsáveis pelo fechamento imediato e automático de poços em caso de emergência, *blowout preventers*, detectores de gás em vários locais da plataforma, alarmes de aumento de pressão ou volumes no interior do poço, e sistemas de injeção de fluidos no interior dos poços (que atuam como barreiras de segurança). Além disso, é possível verificar tais custos no aparato montado próximo às áreas de perfuração de poços e produção de petróleo, com o objetivo de atender possíveis medidas emergenciais (caso de vazamentos, acidentes de trabalho, etc).

De acordo com o Relatório de Sustentabilidade 2010 da Petrobras²⁸, a empresa mantém, por exemplo, Centros de Defesa Ambiental (CDAs) localizados em pontos estratégicos da costa brasileira que dispõem de barcos recolhedores, balsas, dispersantes químicos, agentes biorremediadores e até 20 mil metros lineares de barreiras de contenção e absorção de óleo. Além disso, a empresa mantém 14 embarcações de grande porte com o objetivo de atender eventuais emergências ambientais.

De maneira mais ampla, de acordo com a empresa, a rede antivazamento da empresa no Brasil é constituída de 30 embarcações para recolhimento de óleo, 130 embarcações de apoio, 150 mil metros de barreiras de contenção, 120 mil metros de barreiras absorventes, 200 recolhedores de óleo, 200 mil litros de dispersantes químicos, 10 CDAs e 13 bases avançadas.

A seguinte tabela apresenta a distribuição dos gastos ambientais da Petrobras exemplificando o volume de recursos que as questões ambientais podem demandar da empresa. Observando que o investimento total da empresa em 2010 atingiu R\$76,4 bilhões, é possível verificar que os gastos ambientais possuem uma relativa representatividade, já que

²⁸ Foram utilizados dados da Petrobras como referência já que a empresa é a principal controladora de ativos em águas profundas na costa brasileira e, portanto, seus dados são capazes de refletir, mais fielmente, os gastos ambientais relacionados à E&P no país.



compõem 3,17% dos investimentos da empresa. O Relatório aponta ainda que, nos últimos cinco anos, foram gastos R\$ 300 milhões em projetos de eficiência energética.

Tabela 6 – Total de Dispêndios e Gastos em Proteção Ambiental(em mil reais)

Natureza do Dispêndio	2010	2009
Gastos ambientais relacionados com a produção/operação	1.750.644	1.575.492
Equipamentos e sistemas de controle de poluição	172.343	197.527
Projetos de recuperação de áreas degradadas	242.270	99.438
Investimentos em programas e/ou projetos externos (incluindo patrocínios)	257.746	93.873
Total	2.423.003	1.966.330

Fonte: Relatório de Sustentabilidade 2010 Petrobras

Além disso, os elementos relacionados ao SMS (tanto do ponto de vista da legislação e de regras e normas internacionais quanto do ponto de vista da gestão empresarial em SMS) geram o direcionamento de um determinado volume de recursos destinados à formação de profissionais preparados a lidar com situações de emergência, no processo de fiscalização, controle e monitoramento de riscos.

O seguro é outra fonte de custos que, apesar de não estar diretamente associada à prevenção de desastres ambientais, está indiretamente ligada aos riscos de perdas de ativos gerados por acidentes e desastres ambientais. Tal elemento reflete os riscos envolvidos na atividade, variando conforme o grau de incerteza e a suscetibilidade dos empreendimentos às condições adversas que estão submetidos.

III.2.2 – Custos de Contenção de Acidentes

Apesar de todo o aparato regulatório e de todas as exigências ambientais verificadas desde o processo de licenciamento até os procedimentos de abandono de poços, a atividade de E&P *offshore* apresenta, frequentemente, acidentes (em maior ou menor magnitude) que geram impactos ambientais. Os custos de contenção de acidentes estão inseridos no conceito de custos circunstanciais, ou seja, decorrentes de acidentes, tanto no que se refere ao processo de resolução do problema operacional quanto dos desafios ambientais e sociais desencadeados pelo acidente (indenizações).

Frequentemente, tais acidentes são de pequenas magnitudes como, por exemplo, pequenos vazamentos de óleo e, a resolução dos mesmos não requer a movimentação de considerável volume de recursos. Verificando-se, entretanto, que estes pequenos acidentes ocorrem com muita freqüência (em média de 200 a 400 acidentes anuais nas operações das *majors*), o custo anual de contenção dos mesmos é relevante.

Além disso, a história da indústria é marcada por alguns acidentes de grandes proporções que, por gerarem impactos ambientais, sociais e econômicos de grande magnitude, colocam em pauta as questões ambientais e a necessidade de mudanças regulatórias e institucionais para aumentar o nível de segurança na indústria do petróleo.

Tais elementos voltaram ao cenário de discussões do setor com o acidente da Plataforma *DeepwaterHorizon*²⁹ operada pela BP, no Golfo do México em Abril de 2010. O maior desastre ambiental da história dos Estados Unidos tirou a vida de 11 pessoas e despejou, aproximadamente, cinco milhões de barris³⁰ de petróleo durante os 87 dias de vazamento (tendo em vista que nos primeiros dias o óleo foi queimado em decorrência da explosão).

“The oil spilled from the BP well first made landfall in Louisiana. But in June, tar balls and oil mousse had reached the shores of Mississippi, Alabama and Florida. Shortly thereafter, it spread on shore, smearing tourist beaches, washing onto the shorelines of sleepy coastal communities and oozing into marshy bays that fishermen have worked for generations.” (The New York Times, *Gulf of Mexico Oil Spill* (2010))

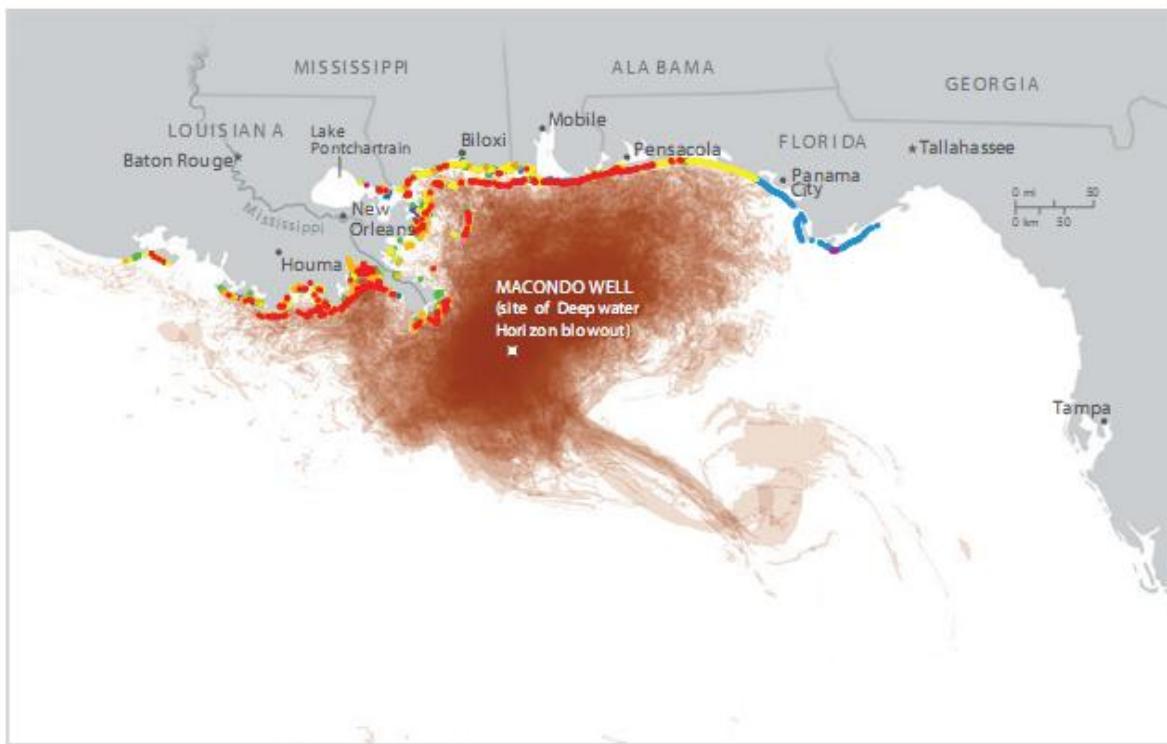
Do ponto de vista ambiental, observa-se que um fator agravante de um acidente de tais proporções em águas profundas, além de prejudicar uma vasta fauna e flora marinha e da costa, decorre do fato de existirem várias espécies exóticas que habitam em tais profundidades e que são desconhecidas ou muito pouco estudadas pela ciência. Deste modo, o passivo ambiental gerado por vazamento de óleo ou explosões em boca de poço pode assumir proporções mais significativas.

²⁹ Este acidente será abordado, especificamente por se tratar de um campo de águas profundas, por sua dimensão e pela proximidade temporal (o que permite avaliar, em valores atuais, os custos gerados).

³⁰ Existem algumas controvérsias sobre o verdadeiro volume de petróleo derramado tendo em vista os estudos independentes feitos por cientistas e entidades governamentais apontando que este volume ultrapassaria o valor apontado.

Por outro lado, as consequências observadas nas comunidades costeiras, dependendo do volume de óleo despejado e do movimento das marés e do vento, podem ser reduzidas, tendo em vista que as áreas de produção em águas profundas localizam-se a uma distância maior da costa, contribuindo para que tais áreas não sejam afetadas.

Figura 4 – Área Afetada pela Mancha de Óleo



Oil	Tarballs	Surface Oil*
Very Light Oiling	Light Tarballs	1 to 10 Days
Light Oiling	Medium Tarballs	10 to 30 Days
Medium Oiling	Heavy Tarballs	More than 30 Days
Heavy Oiling		

Fonte: NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011.

Segundo o BP SustainabilityReview 2010, o acidente foi causado pela perda de controle de pressão num dos poços sucedido de uma falha no *blowout preventer* (uma válvula desenvolvida para manter condições consistentes). Após as primeiras explosões, o

equipamento falhou o que permitiu o derramamento de óleo. Entretanto, o relatório aponta ainda que, de acordo com as investigações feitas, o acidente resultou de um conjunto complexo de falhas humanas, mecânicas, de engenharia e operacionais, envolvendo outras companhias (Anadarko, MOEX, Halliburton e Transocean).

De acordo com a comissão que investigou o acidente, parte da responsabilidade está relacionada a tentativa de reduzir custos e poupar tempo ao acelerar o término da perfuração. “Por um lado a BP carecia de pessoal e processos seguros, por outro é provável que os avanços tecnológicos e a menor ocorrência de grandes vazamentos no passado recente tenham criado a sensação de que a natureza estaria dominada nesse campo de conhecimento.” (VIEGAS, Thales, 2010)

Além disso, o relatório aponta falhas na comunicação entre as empresas atuantes na plataforma. O processo decisório na plataforma era compartilhado, de modo que medidas eram tomadas por indivíduos que não dispunham de informações completas sobre o processo. “As a result, officials made a series of decisions that saved BP, Halliburton, and Transocean time and money—but without full appreciation of the associated risks.” (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011, p. 223)

O relatório final desta comissão aponta ainda as falhas regulatórias existentes nos Estados Unidos. De acordo com o relatório, o Minerals Management Service (MMS) não dispunha de uma estrutura regulamentar adequada para mitigar os riscos da exploração de petróleo em águas profundas. Além disso, argumenta que mesmo se o MMS dispusesse de recursos e suporte político, haveria ainda uma dificuldade de aplicabilidade dos elementos regulatórios tendo em vista a escassez de pessoal, expertise e treinamento na instituição.

De acordo com o relatório, vários aspectos críticos das operações offshore foram deixadas a critério da indústria, sem a supervisão do governo. Não havia, por exemplo, exigências referentes a testes de pressão, algo que poderia significar a prevenção de acidentes como o ocorrido em Macondo. Não havia ainda exigências relacionadas a testes de cimentação para manter a estabilidade do poço. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011, p. 126)

Além disso, de acordo com uma pesquisa realizada pelo Wall Street Journal os 55 inspetores de segurança, que trabalham para o governo norte-americano e são responsáveis pela fiscalização de 3500 plataformas na região do Golfo do México, são dominados e solapados pela indústria, são em sua maioria ex-operários de plataformas, com baixo nível educacional, que não se submetem a exames de certificação e não possuem experiência direta nesta atividade. A última inspeção feita na DeepwaterHorizon levou apenas 2 horas. (GALL, Norman. 2011)

Dias após o ocorrido, o governo americano estabeleceu uma *UnifiedAreaCommand* para gerenciar o esforço para responder ao acidente. Neste grupo, incluem-se BP, a Guarda Costeira , a Administração Nacional Oceânica e Atmosférica dos EUA, a Agência de Proteção Ambiental dos EUA, a Administração de Saúde e Segurança Ocupacional dos EUA e vários outros departamentos e agências governamentais.

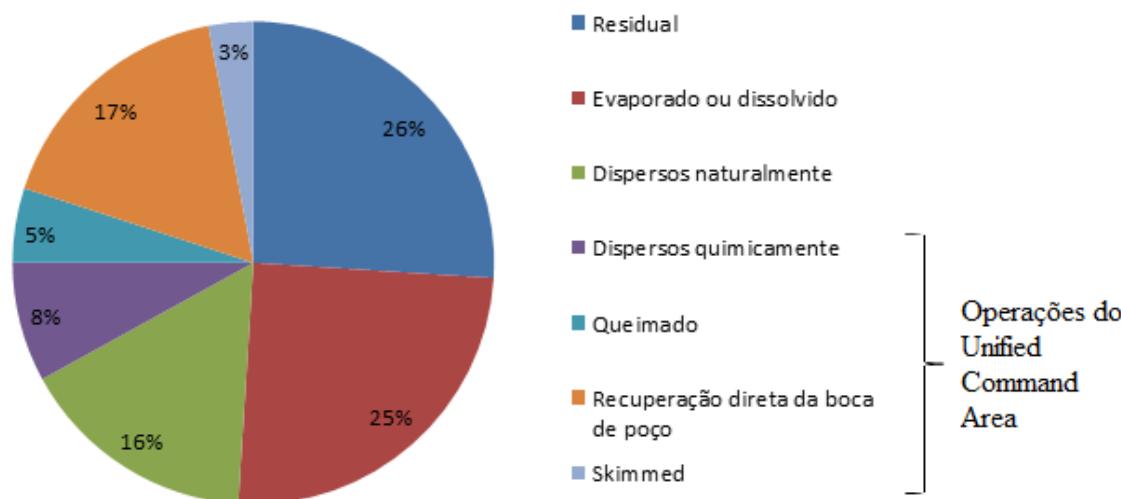
O processo de contenção do acidente iniciou-se então nas sucessivas tentativas de encerrar o vazamento de óleo e a queima do mesmo. A dificuldade foi observada em razão da profundidade e dos elementos relacionados às condições do ambiente marinho do Golfo do México. Entretanto, é importante observar que este processo não se encerrou no fechamento do poço. Foi necessário ainda realizar todos os procedimentos de abandono do poço Macondo, como a retirada de tubos de revestimento de poços, e *plugs* de cimentação. Além disso, foi necessário prover uma estrutura para recolher parte do óleo derramado e recuperar as áreas degradadas.

Finalmente, em 15 de Julho de 2010, o vazamento do poço de Macondo foi interrompido. Em 9 de Agosto, a BP notificou a cimentação do mesmo, realizada com sucesso e, em 19 de Setembro, a empresa, a equipe científica do governo federal dos EUA e o *NationalIncidentCommander* concluíram que as operações finais para o selamento do mesmo foram realizadas com sucesso. (BP, AnnualReportandForm 20-F 2010, p.34)

Através do seguinte gráfico, é possível observar que as atividades de recuperação e/ou contenção do óleo derramado foi capaz de atender apenas 33% do volume. O relatório trabalha com dados que indicam que quase 3/4 de óleo derramado foi naturalmente disperso, evaporado ou degradado. Isto significa que, apesar de todo o esforço de contenção do

acidente, o volume recuperado por ações deliberadas pelas entidades de combate ao desastre ambiental (reunidas na *UnifiedAreaCommand*) foi relativamente pequeno, diante do volume do vazamento.

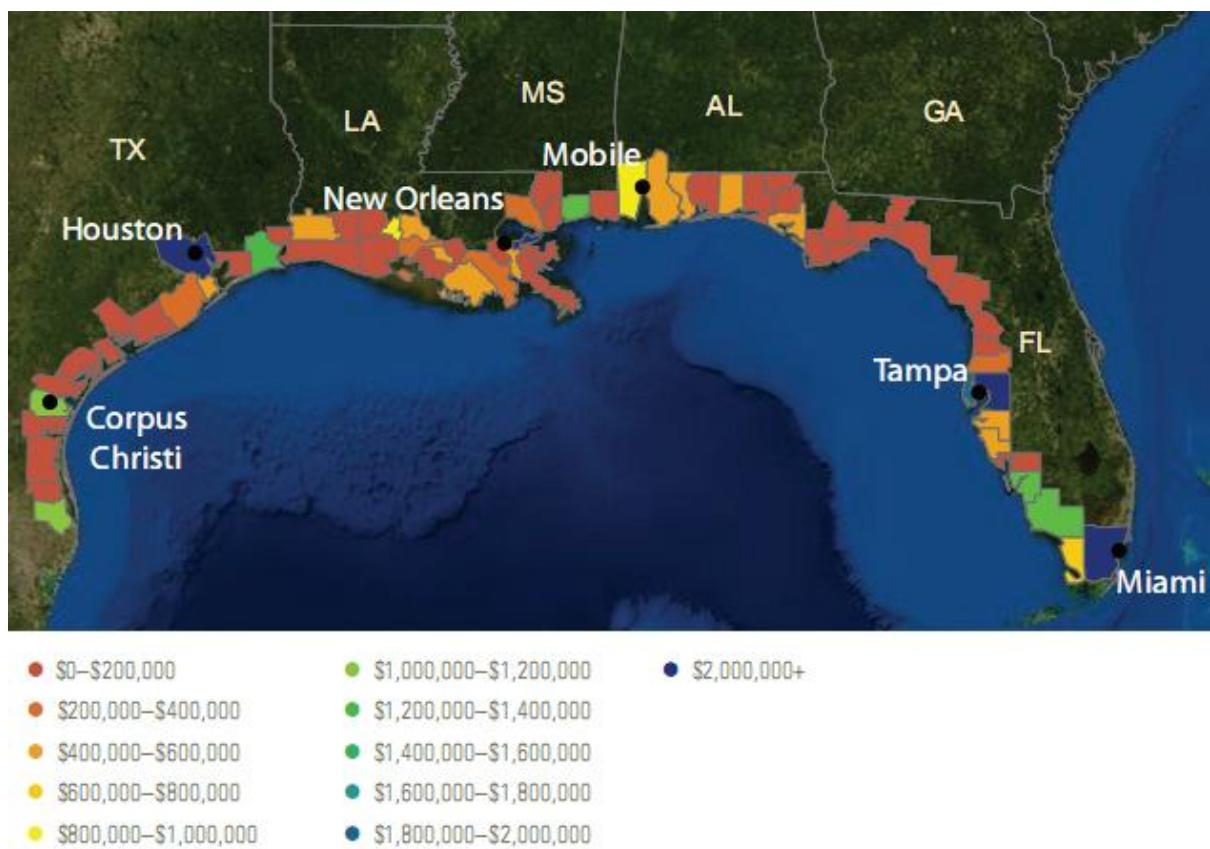
Gráfico 20 – Orçamento do Vazamento da DeepwaterHorizon (agosto 2010) (baseando-se em estimativas de 4,9 milhões de barris derramados)



Fonte: Oil Spill Commission Final Report

A recuperação econômica da região costeira afetada é outro elemento que representa custos às empresas envolvidas no acidente (principalmente a BP). O óleo atingiu a costa de cinco Estados onde atividades relacionadas, principalmente, com o turismo e pesca, são consideráveis fontes de renda. O governo norte-americano, por precauções sanitárias, suspendeu o fornecimento de peixe da região. Além disso, vários contratos de turismo para o verão foram cancelados. Deste modo, um grande número de negócios foi negativamente afetado em toda a região.

Figura 5 – Receita Anual do Turismo e Pesca: Atividade Econômica por Departamento



Fonte: 2007 US Economic Census

Em resposta às demandas indenizatórias, de acordo com o relatório final do *Oil Spill Commission*, a BP se comprometeu a criar um fundo de \$20 bilhões com o objetivo de atender as perdas financeiras indiretamente relacionadas ao acidente. Além disso, apenas nas primeiras oito semanas de operação, o *Gulf Coast Claims Facility* pagou mais de \$2 bilhões para aproximadamente 127 mil peticionários.

Apenas com o pagamento de indenizações, a BP gastou (até 31 de dezembro de 2010) o equivalente a \$400 milhões. Foram pagos ainda \$1,14 bilhões para entidades governamentais federal, estaduais e locais. De acordo com o *Third Quarter 2011 Results*, divulgado no site da BP, o valor despendido (desde o acidente até a data de divulgação) para recuperar as comunidades costeiras atingiu \$7,3 bilhões, conforme as reivindicações de entidades governamentais, empresários, financiamento de pesquisa sobre alimentos marinhos, etc.

Diante disto e dos gastos referentes diretamente aos procedimentos e sucessivas tentativas de contenção do vazamento de petróleo, a empresa apresentou um aumento expressivo em gastos ambientais que, em 2010, atingiram \$18,4 bilhões. Além disso, é importante observar ainda a perda dos ativos de produção do campo, avaliado em mais de \$500 milhões e a queda da produção de 2% em 2010 (em relação ao ano imediatamente anterior). (GALL, Norman. 2011)

A seguinte tabela permite visualizar em maiores detalhes, os gastos relacionados ao acidente, a mão-de-obra empregada e o volume de óleo recolhido ou queimado em 2010, o que contribui para observar as medidas e o volume de recursos necessários para conter o acidente.

Tabela 7 – Resposta ao Acidente BP

Custo total sem impostos (\$ milhões)	40935
Fluxo de caixa gasto(sem impostos) (\$ milhões)	17658
Pagamento total do fundo fiduciário de \$20 bilhões (\$ milhões)	3023
Número total de peticionários do GCCF*	468869
Número de pessoas empregadas (máximo)	48000
Número de embarcações empregadas para a resposta	6500
Barris de petróleo coletados ou queimados (valor aproximado)	827000
Barris de petróleo skimmed da superfície do mar	828000
Barris de petróleo removidos através de queimas na superfície	265450

*Gulf Coast ClaimsFacility

Fonte: BP Sustainability Report 2010

Na tabela abaixo é possível observar a evolução dos gastos ambientais da empresa e observar a relevância que os mesmos assumiram em 2010 quando comparados com o volume de recursos destinado aos elementos ambientais nos anos anteriores.

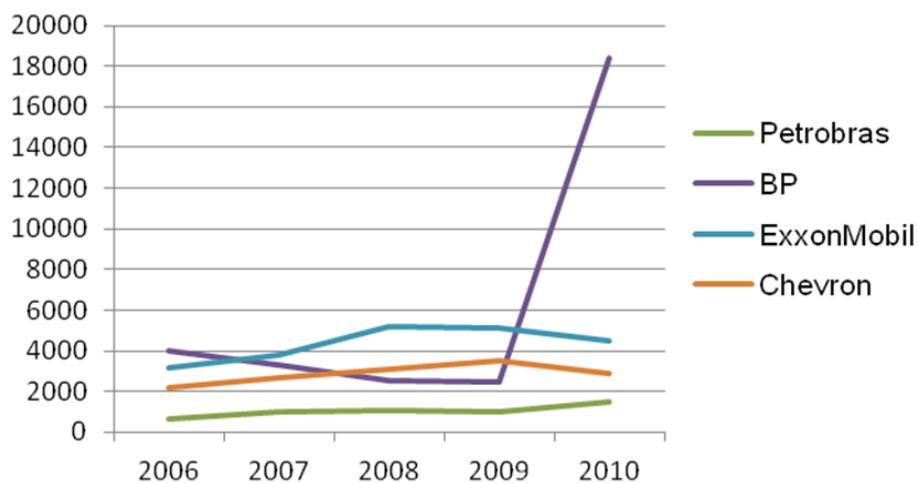
Tabela 8 – Gastos Ambientais da BP(\$milhões)

	2010	2009	2008
Despesas ambientais relacionadas ao vazamento no Golfo do México			
Resposta ao vazamento	13628	-	-
Adições a prestação de serviços de recuperação ambiental	929	-	-
Outras despesas ambientais			
Despesas operacionais	716	701	755
Despesas de capital	911	955	1104
Limpeza	55	70	64
Adições a prestação de serviços de recuperação ambiental	361	588	270
Adições a prestação de serviço de abandono das instalações	1800	169	327

Fonte: Annual Report and Form 20-F 2010

Quando comparada com as demais empresas do setor e com sua própria trajetória de custos ambientais nos anos anteriores, é possível notar os consideráveis impactos deste acidente sobre os custos da empresa. O fluxo de caixa operacional da empresa se reduziu pela metade em 2010 em relação a 2009 (reflexo do acidente). É importante ainda observar que a importância do valor despendido com o acidente pode ser verificada quando comparado ao Capex da empresa no mesmo ano, que atingiu \$17,7 bilhões. Ainda como resposta ao acidente, ao final de 2011, a empresa estima que entregará um total de \$30 bilhões de proventos de alienação.

Gráfico 21 – Despesas referentes às questões ambientais



Fonte: Elaboração própria (sites das respectivas empresas)



As perdas verificadas pela BP se infiltram ainda em seus ativos intangíveis. Antes do acidente, a empresa era uma das principais petroleiras que conseguiram, com sucesso, associar sua marca a práticas ambientalmente responsáveis, diversificando seu campo de atuação para combustíveis renováveis e fontes alternativas. Com o acidente, esta imagem³¹ já difundida no mercado ficou ofuscada pelas imagens da explosão e da mancha de óleo espalhado na costa dos Estados Unidos.

Tendo em vista os diferentes meios através dos quais a empresa foi negativamente atingida, a resposta dada ao acidente, por parte da BP, refletiu-se ainda no que concerne ao fator organizacional³². Visando reduzir os riscos inerentes à atividade, a empresa decidiu modificar parte de sua estrutura organizacional. Conforme o *AnnualReportandForm 20-F 2010*, no início do quarto trimestre de 2010 o segmento responsável pela Exploração e Produção foi dividido em três: exploração, desenvolvimento e produção, integrados através de uma organização de estratégia e integração.

O objetivo do desenvolvimento desta nova forma de organização do *upstream* foi remodelar o modo de operação da empresa, com um foco particular na gestão de riscos, de maneira a permitir a geração de padrões comuns de gerenciamento, processo, além de viabilizar a construção de capacidade tecnológica e de pessoal para o futuro das operações da empresa em águas profundas.

Segundo o *AnnualReportandForm 20-F 2010*, o departamento de Exploração ficou, portanto, responsável pela renovação da base de recursos no que concerne ao seu acesso, exploração e estimativa de volume. O departamento de Desenvolvimento ficou responsável pela segurança, perfuração e completação de poços e desenvolvimento de projetos. O departamento de Produção, por sua vez, ficou responsável para coordenar as operações da empresa e de seus ativos de transporte e processamento. Estas atividades são coordenadas e integradas numa base regional da empresa, de modo a permitir uma visão mais ampla dos três departamentos o que, segundo a empresa, contribuiria para reduzir riscos.

³¹ No Reino Unido, por exemplo, a empresa passou a operar alguns de seus postos de abastecimento utilizando uma das marcas controladas como resposta à queda das vendas em seus postos de bandeira BP.

³² Além da BP, outras empresas adotaram mudanças organizacionais.

Além disso, nota-se que o processo de recuperação ambiental da região afetada ainda não terminou. Ainda há muito para ser feito para recuperá-la no que se refere aos seus aspectos econômicos, sociais e ambientais (não se resolve um impacto ambiental de tamanha magnitude no curto prazo). Portanto, é possível que os efeitos do acidente influenciem nos números da BP ainda nos próximos anos, obviamente em menor proporção que a verificada em 2010.

Entretanto, as consequências deste acidente ultrapassam os elementos intra-empresa até então discutidos. Além dos fatores ambientais, colocam-se em questão fatores políticos, institucionais, tecnológicos que serão fundamentais para o desenvolvimento da indústria em águas profundas. Apontando para os elementos que ultrapassam as questões internas da empresa diretamente afetada, é possível notar mudanças de caráter mais amplo, relacionadas ao mercado de E&P.

O grande volume de óleo derramado e o grande impacto ambiental e econômico que isto representou, contribuiu para aumentar a percepção de risco ambiental no setor, o que refletiu principalmente nos preços dos seguros e nas políticas ambientais dos países onde a exploração offshore possui certa representatividade. Tais políticas apontam para a aplicação de redundâncias nos procedimentos de segurança, para a adoção de tecnologias mais sofisticadas de prevenção e de contenção de acidentes e para o aumento do valor de multas impostas pelos órgãos competentes. (VIEGAS, Thales, 2010)

Neste sentido é importante notar que, além das multas cobradas à BP e das investigações civil e criminal, como resposta ao acidente, o governo americano impôs uma moratória referente à exploração de petróleo em profundidades maiores que 500 metros no Golfo do México. Isto gerou um considerável impacto no mercado (tendo em vista que a região é uma das maiores produtoras de petróleo) e incômodo para as demais empresas que exploram a região, pois interrompeu a produção numa região em expansão. Em Outubro de 2010, quatro meses após o acidente e pouco menos de um mês após selar o poço, a moratória foi suspensa pelo órgão regulador americano.

“Many other consequences will likely ripple out from the spill for a long time to come: investigations by the Justice Department and Congress into the cause of the spill, new regulations imposing tougher review for deepwater drilling, new leadership for BP as the oil giant struggles to repair a shattered reputation. In December 2010, the



Department of Justice filed a civil lawsuit in New Orleans against BP and eight other companies over the Gulf of Mexico oil spill. Although the complaint does not specify the damages that the administration is seeking, the fines and penalties under the laws that are cited in the complaint could reach into the tens of billions of dollars.” (The New York Times, 2011)

Em Janeiro de 2011, a *National Commision on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling*, comissão formada para realizar um estudo independente da BP, recomendou ao Congresso aprovar novos gastos e a instituição de novas medidas regulatórias para atividades *offshore*. A publicação do relatório final da comissão apontou que a explosão e o vazamento de óleo foram consequência de uma série de falhas tanto fiscalizatórias por parte da empresa, quanto regulatórias. Alertou ainda que novos acidentes em tais proporções poderiam ser verificados caso não fossem adotadas medidas a fim de aprimorar a regulamentação da atividade.

Em 30 de setembro, poucas semanas após o levantamento da moratória, foram promulgadas novas regulamentações sobre tópicos tais como revestimento e cimentação de poços, adoção de *blowout preventers*, certificação de segurança, ações emergenciais e treinamento de pessoal. Some companies called these new requirements a ‘de facto moratorium’ because of the time needed to meet them and for the Department to verify compliance.” (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011, p. 152)

Deste modo, é possível observar movimentos indicando a necessidade de adoção (ou a adoção efetiva) de novas medidas regulatórias, de sofisticação da legislação ambiental, do fortalecimento do aparato de fiscalização das instituições responsáveis, não apenas nos Estados Unidos, mas em outros países onde a exploração *offshore* de petróleo assume um papel protagonista. Tais elementos, recomendações serão expostos no próximo capítulo, onde são também analisados seus impactos sobre os custos.

CAPÍTULO 4: DINÂMICA DOS CUSTOS NO UPSTREAM: UMA VISÃO PROSPECTIVA

Tendo em vista os principais elementos históricos, técnicos e ambientais que trouxeram a indústria *offshore* ao momento presente, faz-se necessária a construção de uma análise que permita verificar a potencial influência das mudanças regulatórias recomendadas por estudos sobre a estrutura de custos pertinente ao E&P em águas profundas. Este será, portanto, o objeto de análise deste capítulo.

Em primeiro lugar, é importante observar que a evolução dos custos no *upstream* da cadeia apresenta uma trajetória crescente desde 1976 (apesar da natural queda apresentada no período correspondente à crise financeira). Desta forma, a influência gerada pela introdução de novas medidas regulatórias e de um novo ambiente institucional, no qual as questões ambientais assumem um papel mais importante, é um fator que, somado às necessidades tecnológicas, à complexidade técnica e aos fatores mercadológicos existentes entre a indústria de fornecedores e as empresas de petróleo, se torna mais um elemento que configura a tendência de crescimento dos custos apresentada em anos anteriores.

Deste modo, este capítulo será dividido em dois itens. No primeiro item, serão observadas as recomendações e mudanças verificadas em diferentes regiões, mas principalmente nos Estados Unidos, no período imediatamente posterior ao acidente. O segundo item, por sua vez, apresentará uma abordagem que pretende explicar como e em que medida estas novas regras condicionam a estrutura de custos das empresas de petróleo.

IV.1 – As Respostas Institucionais ao Acidente

De acordo com o relatório final sobre o acidente descrito no terceiro capítulo, o arcabouço regulatório dos EUA foi uma das principais razões que permitiram o acidente. A partir de Abril de 2010, evidenciaram-se muitas falhas regulatórias concernentes à prevenção de acidentes de trabalho em plataformas (que podem desencadear um desastre ambiental) e tornou-se claro que o aparato regulatório então existente era insuficiente para lidar com os desafios da exploração em águas profundas.

Além disso, como foi observado no capítulo 3, o MMS³³ carece de recursos, apoio político e pessoal treinado para fiscalizar as plataformas operantes no Golfo do México. Além disso, o API, instituição responsável por estabelecer padrões de segurança na indústria, não estaria bem posicionado neste papel por ser um dos principais lobistas da indústria. Deste modo, o relatório aponta algumas sugestões para aprimorar o aparato regulatório existente, observando as especificidades da exploração em águas profundas.

Como foi apontado por alguns agentes da indústria, os padrões de segurança propostos pela API não refletem as melhores práticas da indústria. Em vez disso, trata-se de um padrão de segurança falho e muito baixo, que qualquer operador pode alcançar facilmente. O relatório acrescenta ainda que o *Department of the Interior* teve grande contribuição da API para criar seus próprios padrões regulatórios de segurança, o que transmitiu determinadas deficiências por todo o sistema regulatório federal norte - americano. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

Dantedestecenário, apresentam-seduaspropostaselaboradaspela*National Commision on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling*. A primeira a ser abordada é a necessidade de uma organização da própria indústria do petróleo no sentido de aprimorar e elaborar um órgão que permita padronizar a adoção de estratégias de segurança e de gestão ambiental e, simultaneamente, de organizar uma resposta a eventuais acidentes.

A segunda proposta de mudança (e a mais importante) no setor é o fortalecimento das instituições reguladoras tanto do ponto de vista político quanto no que se refere à capacidade operacional de exercer seu papel de fiscalização, aumentando efetivo e treinando os funcionários para que os mesmos consigam atuar eficazmente.

IV.1.1 – As Mudanças Intra-indústria Propostas

É importante notar que este processo de mudança é verificado tendo em vista a redução, em certa medida, do *self-policing* da indústria do petróleo. O espaço deixado pelo

³³MMS não era responsável apenas pela concessão de exploração e gestão dos recursos offshore. Ela foi responsável ainda pelo recebimento de recursos previstos nos contratos de concessão, pela condução de análises ambientais e projetos das empresas, pela condução de auditorias e inspeções, além de aplicar regulações ambientais e de segurança.

afrouxamento dos padrões de segurança de operação na plataforma onde ocorreu o acidente, permite que os elementos normativos se fortaleçam e que as agências reguladoras atuem com maior rigidez. Entretanto, permite ainda que a indústria crie um instrumento capaz de promover padrões de segurança em complementaridade às normas criadas pelo governo.

Neste sentido, o *Oil Spill Commission Final Report* aponta para a possibilidade de criar uma instituição (nos moldes da INPO³⁴) capaz de complementar a fiscalização feita pelo governo. Esta idéia fundamenta-se em três elementos. O primeiro é que a indústria do petróleo é a principal interessada em evitar tais acidentes. Em segundo lugar, governo e sociedade não podem permitir que acidentes de tais proporções ocorram novamente. Em terceiro, as empresas de petróleo dispõem de recursos suficientes para sustentar tal instituição.

Esta complementaridade torna-se um aspecto fundamental tendo em vista a informação imperfeita de que os agentes do governo dispõem. Existe um diferencial muito grande entre os dados obtidos pelas agências reguladores e o *expertise* desenvolvido pelas empresas de petróleo. Desta forma, uma organização criada por iniciativa das empresas de petróleo, que possuem maior proximidade aos elementos técnicos da indústria, poderia contribuir para preencher o espaço não ocupado pela regulação e fiscalização do governo.

Entretanto, algumas dificuldades surgiriam quando o modelo INPO fosse adotado analogamente na indústria do petróleo. Obviamente a instituição proposta pelo relatório apresentaria algumas diferenças tendo em vista as especificidades da indústria do petróleo. Em primeiro lugar, a indústria do petróleo é muito maior, mais fragmentada e diversificada, e menos coesa que a de energia nuclear. Além disso, a potencial divulgação de informações confidenciais e/ou técnicas de uma empresa para concorrentes abriria espaço para possíveis problemas intra-indústria. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

Desta forma, esta instituição deveria ser submetida a auditorias e avaliações de risco, a fim de obter credibilidade e um mecanismo de incentivos para a adoção de práticas eficientes de segurança. Além disso, assim como ocorre na INPO, o relatório propõe que a inspeção

³⁴A INPO – Institute of Nuclear Power Operations – é uma organização sem fins lucrativos criada em 1979 (após um acidente nuclear em Three Mile Island) com o objetivo de promover elevado nível de segurança na indústria de energia nuclear norte-americana.

operacional das empresas seja feita por um corpo de funcionários e complementada por especialistas das companhias de petróleo. Deste modo, seria possível obter um processo contínuo de aperfeiçoamento das práticas adotadas pela indústria, que seriam mensuradas tendo como referência padrões internacionais. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

O relatório propõe ainda que as mudanças se iniciem de um ponto de referência que, no caso americano, seria o *Safety and Environmental Management Program Recommended Practice 75 (API RP 75)* desenvolvido em 1993 e incorporado pelo Departamento do Interior nas novas normas de segurança desenvolvidas em Outubro de 2010. A partir disto, uma instituição proveniente da própria indústria contribuiria fortemente para estabelecer um ponto de partida para a implantação de novas normas que seriam adotadas mais rapidamente, tendo em vista a proximidade com fornecedores.

A partir disso, a indústria deve criar uma estrutura organizacional capaz de desenvolver, a longo prazo, planejamento, pesquisa e tecnologia a fim de gerar a capacidade de resposta a acidentes. O relatório destaca que já existem duas iniciativas nesta direção: a Marine WellContainment Company, criada em Julho de 2010 por quatro companhias de petróleo para desenvolver um sistema de resposta rápida a vazamentos de óleo a profundidades de até 10000 pés e; a Helix Energy Solutions Group que desenvolve um equipamento de contenção de vazamento.

Entretanto, estas medidas são de curto prazo. É necessário que novas tecnologias de contenção de vazamentos e de resposta a acidentes em geral se desenvolvam no decorrer da evolução da indústria do petróleo de modo a acompanhar suas demandas. Para tanto, as mudanças regulatórias por parte das instituições governamentais são essenciais.

IV.1.2 – As Mudanças Regulatórias Propostas

O desenvolvimento tecnológico na indústria do petróleo e sua expansão para águas profundas não foi acompanhado por adaptações da fiscalização e do sistema de regulação norte-americano. Deste modo, a necessidade de reaproximar estes movimentos se refletiria primeiramente no acesso (por parte da agência reguladora) de informações mais detalhadas sobre os sistemas de gestão de risco das empresas. Isto é feito em alguns países e poderia ser

replicado nos EUA e em regiões onde a expansão da indústria *offshore* aponta para desafios semelhantes.

O próprio MMS havia apresentado anteriormente propostas de expandir o número de dados requeridos nos relatórios, de maneira a possibilitar uma análise mais realista dos incidentes operacionais nas plataformas, e identificar tendências sobre as necessidades de segurança. Entretanto, a proposta foi abandonada quando o *Office of Management and Budget* concordou com as reivindicações da indústria sobre custos de cumprimento, além da possível sobreposição com os dados requeridos nos relatórios destinados à Guarda Costeira.

Apenas em setembro de 2010, após o acidente, o MMS promulgou regulações que requerem das companhias de petróleo a gestão de todas as suas atividades e equipamentos e de seus empreiteiros através de um documento chamado *Safety and Environmental Management System* (SEMS), apesar da oposição da indústria. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

No que se refere ao campo de atuação das instituições americanas, o relatório do *Oil Spill Commission* propõe que as agências governamentais que regulam a atividade deveriam desviar seu foco de fiscalização apenas do operador, para uma gama maior de aspectos onde estão incluídos fatores relacionados à segurança e design de poço e os riscos relacionados a operações, ambientes e equipamentos específicos.

A proposta aponta para algo semelhante ao que já é adotado no Mar do Norte, onde o operador e o proprietário das sondas de perfuração devem estimar e avaliar os riscos relacionados a uma operação específica, desenvolver um plano coordenado para gerir tais riscos, e integrar a atuação de todos os empreiteiros envolvidos na operação para coordenar um sistema de segurança. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

Neste sentido, o Congresso e o *Department of the Interior* deveriam trabalhar observando medidas de segurança adotadas no Mar do Norte para criar padrões de resposta aos riscos e incidentes verificados na perfuração e produção de petróleo. Tais padrões, por sua vez, seriam atualizados a cada cinco anos, de acordo com um processo de revisão feito pela ISO (*International Organization for Standardization*), de maneira a preencher o gap temporal

referente à evolução tecnológica da indústria do petróleo e as medidas regulatórias estabelecidas.

No que se refere à aproximação do nível de conhecimento entre os agentes responsáveis pela regulação e a indústria, o operador da plataforma deverá apresentar relatórios e documentos comprovando sua capacidade financeira e tecnológica de resposta a vazamentos de petróleo, além de ser submetido a auditorias e certificações operacionais e contribuir para pesquisas em segurança e meio ambiente.

“The Department of the Interior should enhance auditing and evaluation of the risk of offshore drilling activities by individual participants (operator, driller, other service companies). The Department of the Interior, insurance underwriters, or other independent entities should evaluate and monitor the risk of offshore drilling activities to promote enhanced risk management in offshore operations and to discourage unqualified companies from remaining in the market.” (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011, p. 286)

Seria necessário ainda, criar uma instituição reguladora direcionada unicamente às questões de segurança e de meio ambiente de modo a permitir uma fiscalização mais efetiva e regularizar a cobrança de taxas às instituições governamentais que atuam na resposta a acidentes *offshore*. Esta aproximação seria complementada ainda por medidas que permitiriam maior transparência de informações nas etapas de exploração e desenvolvimento do campo.

Do ponto de vista organizacional das instituições reguladoras, relatórios acadêmicos propõem ainda a atribuição, a uma única entidade, do papel normativo referente as questões ambientais e ao processo de fiscalização. Isto facilitaria a atuação e adaptação das medidas conforme o evoluir da indústria e, simultaneamente, facilitaria para as empresas, a identificação das normas a serem cumpridas.

No que se refere à pesquisa, além da contribuição das empresas de petróleo para o desenvolvimento de tecnologias de segurança (com o pagamento de taxas a determinadas instituições), sugere-se ainda a geração de um esforço entre as agências reguladoras para realizarem pesquisas que permitam o aprimoramento de sistemas de segurança, equipamentos e práticas de prevenção de acidentes e, simultaneamente, a criação de incentivos para a pesquisa por parte da iniciativa privada. Neste aspecto, propõe-se um suporte à pesquisa



independente de acadêmicos da região que já possuem um grande conhecimento acumulado sobre a mesma e, deste modo, poderão perpetuar os estudos no longo prazo, conforme as atividades se desenvolverem no Golfo.

O relatório atribui ainda às agências reguladoras a responsabilidade de promover estudos geológicos, ambientais, etc nas regiões a serem leiloadas. E atribui às empresas a responsabilidade de criar um programa de monitoramento ambiental de modo a fornecer ao governo dados sobre os impactos da atividade no meio ambiente ao longo dos anos de atividade.

De acordo com o relatório, é fundamental melhorar o planejamento e a coordenação das/entre as entidades responsáveis pela resposta ao acidente. A falta de coordenação após o acidente evidenciou-se pelo fato de que as iniciativas do governo norte-americano pareciam pouco propositivas para solucionar o problema tendo em vista a falta de conhecimento sobre os elementos concernentes ao acidente (a prova disto é exatamente o longo período de tempo necessário para cessar o vazamento do poço).

A escassez de mão-de-obra treinada para lidar com a recuperação das áreas costeiras afetadas (que, pela proporção do acidente, foi muito extensa) é mais um fator que evidencia a necessidade de maior planejamento. Muitas pessoas apresentaram danos à saúde pelo contato inadequado aos componentes químicos que chegaram à costa. Desta forma, seria necessário criar um regulamento anexo ao *National Response Framework* a fim de assegurar o direito a cuidados médicos, divulgação de informações pertinentes à saúde e dos riscos de contaminação gerados pelos danos ambientais e monitoramento médico das comunidades afetadas.

Tratando de aspectos mais detalhados de contenção acidente, o relatório sugere uma regulação do uso de dispersantes de modo a estabelecer um limite máximo de dispersantes para determinado volume de óleo derramado. Isto porque existe um trade-off na utilização deste componente. Se por um lado a utilização deste auxilia para impedir que o óleo chegue até a costa e prejudique a vida marinha, por outro, o uso em grandes volumes de dispersantes aumenta o volume de óleo afundado. Nesta direção, o relatório orienta que seria importante as



empresas apresentarem seus meios (equipamentos, substâncias, etc) de contenção de acidentes junto ao documento com plano de ação em acidentes.

Em simultâneo é fundamental capacitar as instituições fiscalizadoras do setor a obter conhecimento técnico suficiente para permitir um acompanhamento e supervisão do esforço de contenção de vazamentos e, em sentido mais amplo, de resolução de qualquer acidente que possa ocorrer em plataformas.

No que concerne aos elementos que afetam diretamente as empresas, é importante enfatizar a utilização de tecnologias mais sofisticadas para, por exemplo, medir com maior precisão o volume de óleo derramado no mar. Isto permitiria uma capacidade de resposta mais imediata e efusiva ao vazamento, tendo em vista que, conhecendo a taxa de vazamento de óleo, é possível mobilizar previamente toda a estrutura necessária para impedir que o óleo se espalhe.

Além disso, aponta-se para a necessidade de adotar requisitos mais rigorosos para aprovar projetos de perfuração e completação de poços. Adotando requisitos como a utilização de medidores de pressão e outros equipamentos capazes de fornecer dados sobre o poço, e que o poço seja desenvolvido e completado de modo a mitigar riscos referentes à integridade do mesmo após explosões.

O relatório aponta ainda a responsabilidade tanto das empresas envolvidas no acidente quanto do governo em recuperar a economia da região afetada. A recuperação ocorreria em função de retomar a confiança dos consumidores (principalmente de turistas) e para gerar suporte e incentivos a geração de novos empreendimentos.

Neste aspecto, assim como o relatório aponta para a necessidade de desenvolvimento de pesquisa e tecnologia no longo prazo, de modo a acompanhar os desafios que surgem no desenvolver da indústria, propõe-se que o esforço de restauração se perpetue (tendo em vista que este problema envolve diversas variáveis e não pode ser solucionado de maneira imediata).

Segundo estimativas, os custos de restauração do Golfo estaria entre \$15 bilhões – \$20 bilhões, ou aproximadamente \$500 milhões por ano, ao longo de 30 anos. Este valor anual é



relativamente significante. O custo de oportunidade deste gasto anual é considerável. Como foi observado no Capítulo 2, \$500 milhões são recursos suficientes para realizar uma campanha de poços de prospecção. Considerando que isto se perpetuaria por 30 anos, o custo seria ainda maior.

No período imediatamente seguinte ao acidente, os custos observados estavam relacionados à tentativas de contenção do vazamento através de uma ação conjunta com instituições governamentais. Entretanto, tratando-se de um acidente de grandes proporções, o ambiente marinho afetado demanda um longo processo de recuperação. É importante lembrar que a maior parte do óleo derramado não foi coletado, assim como, as atividades econômicas características da região não foram recuperadas. Deste modo, o relatório indica que a BP deveria assumir tal responsabilidade mediante uma medida no Congresso americano.

Apesar de obstáculos políticos, o Congresso considera a adoção de um mecanismo para arrecadar fundos através de impostos por barril produzido, aumento do valor de royalties ou outras taxas existentes, e apropriação direta através do processo orçamentário do governo federal dos EUA, destinado à recuperação do Golfo do México. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

O movimento de pesquisadores gerado pelo acidente levantou algumas questões sobre as consequências do acidente e identificaram a necessidade de monitoramento da região. Para este propósito, o relatório indica que o *National Ocean Council* deveria trabalhar juntamente às agências federais responsáveis, a indústria e a comunidade científica de modo a expandir o *Gulf of Mexico Integrated Ocean Observing System*, incluindo a instalação e manutenção de uma rede de equipamentos em determinadas plataformas (o que refletiria diretamente nos custos das empresas de petróleo).

O relatório enfatiza ainda o papel das operadoras de seguros. Quanto a este aspecto, se os limites de responsabilidade financeira aumentarem, haverá um aumento do passivo suportado pelas operadoras de seguro, o que naturalmente gerará fortes incentivos a promover novos métodos e técnicas de segurança, assim como para monitoramento de riscos. Deste modo, as operadoras de seguro devem insistir na certificação de operadores de plataformas

por uma entidade independente que identifique as melhores práticas de segurança e que monitore riscos. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

Finalmente o relatório aponta a necessidade de mudança de postura por parte das casas legislativas americanas no sentido de criar uma estrutura mais forte de fiscalização de riscos ambientais e de segurança na exploração *offshore*. Além disso, para assegurar a criação de audiências de supervisão anuais por meio de comitês que verifiquem o estado da tecnologia, o processo de segurança adotado pela indústria e a proteção ambiental adotada pela mesma.

Um dos grandes debates que aqui se estabelecem se refere à capacidade e velocidade de implementação destas medidas pelos agentes reguladores e, simultaneamente, o receio de que tais propostas sejam abandonadas no longo prazo, representando apenas uma reação momentânea das instituições do governo. Esta questão é pertinente tendo em vista o aparato burocrático que caracteriza as instituições reguladoras e, principalmente, a reação de lobistas da indústria do petróleo às novas medidas que apontam para impactos sobre custos.

Além das mudanças regulatórias nos Estados Unidos, vários outros países apontaram para a necessidade de mudanças nos elementos referentes à legislação ambiental do *upstream*. Respostas ao acidente puderam ser notadas em países como o Reino Unido e o Brasil, seja na forma de propostas de mudanças, seja através de medidas efetivamente aplicadas.

No Brasil o debate referente a tais questões fortaleceu-se tendo em vista o vazamento de óleo verificado em Novembro no campo de Frade, localizado a 370 km a nordeste da costa do Estado do Rio de Janeiro. Estima-se que o volume de óleo despejado por uma fenda de 300 metros no leito marinho seja de mil barris (de acordo com a ANP) a uma profundidade de 1200 metros.

Apesar de ter proporções significativamente menores que os danos causados pelo acidente da BP, o vazamento de óleo alerta as autoridades do país para a significância dos riscos que caracterizam as atividades de E&P e para a necessidade de criar medidas que permitam a operação das empresas com segurança e responsabilidade ambiental e, simultaneamente, que seja criada uma estrutura capaz de responder eficazmente qualquer tipo de acidente.

O acidente na costa brasileira evidencia que, apesar do acidente no Golfo do México e das mudanças propostas pela *OilSpillCommission* as empresas não adotam práticas semelhantes de prevenção de acidentes nas diferentes regiões onde atuam. As práticas de segurança adotadas pela Chevron no Golfo do México, por exemplo, não são as mesmas que as que foram adotadas na costa do Rio de Janeiro.

Deste modo, a questão que se coloca neste momento não trata apenas da capacidade e do desenvolvimento tecnológico para a segurança ambiental mas, principalmente, da capacidade de aplicação das tecnologias e procedimentos (já adotados em outras regiões) na costa brasileira. Neste sentido, a atuação das instituições responsáveis pela legislação e regulação ambiental é fundamental para aumentar a segurança das atividades na costa brasileira.

A lentidão na comunicação entre a empresa (no período inicial do vazamento) e a ANP, evidencia falhas informacionais e, mais especificamente, na capacidade do regulador obter um controle mais direto e eficiente sobre as atividades do regulado e suas consequências diretas. Isto implica na necessidade de fortalecimento institucional também no Brasil e, de certa forma, a necessidade da criação de uma instituição nos moldes da INPO de maneira a complementar o esforço institucional das entidades governamentais.

Como resposta, novos movimentos do governo e da ANP, no sentido do fortalecimento da última, foram observados após o acidente da Chevron no campo de Frade. A ANP divulgou em seu site várias informações sobre o caso dentre as quais estão suas respostas. Pode-se destacar o aumento do efetivo de fiscalização da agência. Foi anunciada a contratação de 152 novos servidores para reforçar a fiscalização.

Deste modo, apesar da sofisticação da legislação ambiental do Brasil (observada no Capítulo 2), assim como foi recomendado pelo relatório norte-americano sobre o acidente, ela precisa se adaptar a evolução tecnológica e aos desafios que surgem em decorrência da trajetória de expansão da indústria de petróleo para áreas de exploração mais desafiadoras. Neste sentido, apesar das particularidades institucionais e das diferenças existentes entre EUA e Brasil, as recomendações expostas pelo relatório podem ser replicadas no Brasil.

IV.2 – Os Impactos sobre Custos de E&P

Tendo em vista as recomendações de mudanças institucionais, a tendência natural de aumento tanto do Capex quanto do Opex (observada no Capítulo 2) no setor é reforçada pelas consequências técnicas e operacionais de novas regras e procedimentos de exploração e desenvolvimento de campos de petróleo. Entretanto, é importante notar a dificuldade existente em identificar números efetivos sobre tais aumentos, tendo em vista que este elemento se insere no conceito de custos ocultos.

Grande parte do aumento de custos será decorrente de fatores técnicos. Entretanto, nestes fatores estão implícitos elementos referentes aos impactos ambientais. O desafio geológico representado pela exploração em águas profundas cria demandas por recursos que antes (em águas rasas) não seriam aplicados em determinadas atividades de E&P (ou que seriam aplicados em menor medida). A perfuração de poços, por exemplo, demandará um esforço tecnológico maior para cumprir normas de segurança estabelecidas e, portanto, evitar vazamentos.

Neste sentido, é importante observar, por exemplo, a perda de confiabilidade de *blowout preventers*, tendo em vista que o atual sistema adotado está sujeito a falhas. Neste sentido, os agentes da indústria apontam para a necessidade de que todo o processo de construção e cimentação de um poço seja feito de acordo com critérios normativos previamente estabelecidos, observando as demandas existentes para mitigar riscos de acidentes.

Desta forma, aponta-se que a responsabilidade da integridade do poço recai principalmente sobre o operador da perfuração, pois este é o único agente capaz de acompanhar o processo de design, construção e os aspectos operacionais.

Apesar de se classificarem como custos ocultos, o aumento de custos decorrentes das medidas abordadas no item anterior e sua considerável representatividade tornam-se evidentes pela reação negativa da indústria às recomendações propostas pelo relatório final do *Oil Spill Commission*, ou seja, a negativa da indústria é um sinal de que as mudanças regulatórias representam um significativo impacto nos custos.

Segundo a indústria, as companhias que apresentam um bom histórico e boas práticas de segurança em suas atividades, não deveriam se submeter a novas regras que geram maiores custos à atividade, utilizando-se do argumento de que tais regras tornariam a produção mais lenta e gerariam aumento de preços. “Drillers also objected to a recommendation by the commission that the current \$75 million cap on liability for accidents be raised by an unspecified amount.”(The New York Times, 2011)

Supondo que tais recomendações à indústria sejam adotadas pelos respectivos agentes, as empresas de petróleo apresentarão um novo papel no que se refere à gestão ambiental. A formação de uma instituição pelos agentes da própria indústria (aos moldes da INPO) para complementar as medidas adotadas pelo governo representaria um considerável aumento de custos para as empresas.

O aumento de custos decorrente desta instituição não decorreria apenas da formação de uma estrutura coordenada pelas diversas empresas que atuam no setor, mas também pela relação que se estabelecerá com os fornecedores. A criação de novas exigências nos equipamentos e a relação mais próxima entre as petroleiras e os fornecedores faria com que estas novas demandas regulatórias alcançassem a necessidade de mudanças operacionais para a indústria de fornecedores o que, ao se depararem com uma dada demanda por equipamentos, causaria uma elevação de preços dos mesmos.

Neste sentido, os principais efeitos diretos sobre custos localizam-se na identificação de mudanças que interferem primordialmente nos fatores técnicos de exploração e desenvolvimento de poços. A atividade é um dos principais elementos que compõem os custos do setor e, portanto, a adoção de equipamentos e requisitos operacionais que condicionam a atividade, possuem a capacidade de afetar consideravelmente em custos.

É possível verificar inclusive um movimento organizado pela própria indústria para desenvolver tecnologias mais sofisticadas e que reduzam o risco ambiental da atividade. Segundo João Carlos França de Luca em reportagem ao jornal “O Globo”, a Petrobras e outras 8 grandes empresas do setor, estão investindo aproximadamente US\$ 2 bilhões para produzir 4 unidades de um equipamento desenvolvido especificamente para conter o vazamento da BP.(ROSA, Bruno).



Além disso, o fortalecimento de instituições reguladoras, o aumento do efetivo responsável pela fiscalização e o aumento da frequência e rigorosidade da mesma, indicam a necessidade de as empresas aumentarem seu próprio efetivo responsável pela verificação de bom funcionamento de equipamentos. Neste sentido, poderia ser verificado um aumento de custos referentes ao pessoal e à maior probabilidade de receber multas, por exemplo.

Outro elemento importante para o aumento de custos está relacionado ao fortalecimento de um fundo criado para contribuir às necessidades geradas por acidentes. De acordo com o relatório, já existe, nos EUA, uma taxa de \$0,08 por barril de petróleo destinado ao *OilSpillLiabilityTrust Fund*. Além disso, o *OilPollutionAct* exige que as empresas estabeleçam e mantenham provas de sua responsabilidade financeira relacionado às questões ambientais. Neste sentido, para o caso de instalações offshore, a responsabilidade financeira exigida localiza-se entre \$35 milhões a \$150 milhões. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

Entretanto, esta taxa é ínfima quando se verifica os custos arcados com um acidente em águas profundas (de grandes proporções). Além disso, de acordo com o relatório, apesar de a BP ter efetuado pagamentos para recuperar as áreas degradadas e honrado o pagamento previsto de \$75 milhões, de acordo com o *OilPollutionAct*, não existem garantias de que futuramente outras companhias concordem em fazer algo semelhante.

Além disso, do ponto de vista dos custos de produção por barril, \$0,08 é um valor muito insignificante quando se observa os custos de produção, o preço do petróleo e a renda diferencial obtida pela atividade. Desta forma, uma proposta sugerida pelo relatório é aumentar a taxa cobrada por barril a fim de gerar fundos para o *OilSpillLiabilityTrustFund* assim como o limite da “responsabilidade financeira”.

Entretanto, esta proposta é muita das vezes rejeitada por alguns estudiosos tendo em vista que isto inviabilizaria a atuação de empresas, que não as *majors*, na exploração de petróleo no Golfo do México não apenas pelo aumento de custos decorrentes da taxa, mas principalmente pelo aumento da percepção de riscos de E&P em águas profundas. O contra-argumento é de que as companhias de petróleo deveriam suportar os custos sociais de suas atividades e, caso estes sejam muito significativos ou imprevisíveis, então seria

conveniente que estas empresas saíssem do mercado. (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011)

Diante disto o *OilSpillCommission* indica a possibilidade de montar uma estrutura de segurança mútua. Através desta estrutura, as empresas pagariam individualmente uma determinada quantia formando um fundo capaz de disponibilizar recursos quando necessário (na ocorrência de algum acidente).

“A possible downside is that the mutual pool could have the effect of undercutting incentives individual firms might otherwise have to improve safety practices—but this problem could be addressed, for example, by tying premium levels to the financial and safety risk posed by an individual company’s activities. This option would allow companies to demonstrate financial responsibility for the cost of spills, at least to the limit paid out by the pool.” (NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, 2011, p. 285)

Independente do tipo de estratégia política a ser adotada pelos agentes reguladores, uma grande consequência do acidente é o irreversível aumento da percepção dos riscos de E&P. Neste sentido, as mudanças em alguns elementos que se traduzem em custos se refletirão obrigatoriamente na redução da participação das empresas de petróleo menores em produção offshore e ou um aumento do número de *joint ventures* entre as mesmas e as *majors*.

Entretanto, o relatório aponta que, caso o fundo levantado pelas empresas do setor não for suficiente para lidar com a resolução de problemas ambientais resultantes da atividade, é aconselhável que também o governo cubra custos de compensação. A grande problemática desta alternativa seria o passivo político gerado por tal medida, tendo em vista que a população pagaria a conta.

De qualquer modo, o relatório atribui à indústria a responsabilidade de fornecer recursos suficientes para financiar a regulação da exploração *offshore* de hidrocarbonetos e para a criação de planos de respostas a acidentes em plataformas. Aponta ainda que este montante de recursos deve acompanhar o crescimento da indústria e a evolução dos riscos relacionados à natural tendência de exploração em maiores profundidades devido ao crescimento, em medida semelhante, dos desafios intrínsecos à fiscalização.

Tais impactos sobre custos são factíveis, tendo em vista que, de acordo com artigo do *Oil&GasJournal*, ken Salazar, secretário do *Department of the Interior*, afirmou que as

propostas da indústria tem orientado a adoção de novas medidas regulatórias no âmbito da instituição desde o acidente. Neste sentido, observa-se ainda o esforço no sentido de que as propostas de mudanças sugeridas por relatórios do *OilSpillCommission* e de acadêmicos sejam efetivamente adotadas e que a discussão ambiental e institucional levantada pelo acidente não seja abandonada.

Nota-se ainda que os efeitos do acidente, no que tange o aspecto regulatório, atravessaram fronteiras. De maneira similar ao que ocorreu no Reino Unido após 1988, com a explosão da *Piper Alpha* (quando foi então introduzido um dos regimes mais rígidos de segurança no setor de petróleo e gás), nos meses seguintes ao acidente no Golfo do México, o mesmo país anunciou que o número de inspeções em plataformas *offshore* dobraria. Além disso, as autoridades competentes analisaram as práticas de perfuração dos mares britânicos.

O relatório final *Strengthening UK Preventionand Response* do OSPRAG³⁵, definiu medidas necessárias para evitar que erros semelhantes aos verificados na plataforma da BP se reproduzissem em áreas de produção pertencentes ao país. Dentre tais medidas, podem ser observadas exigências de determinada mão-de-obra (cargos e funções de supervisão, o que evitaria práticas que podem gerar riscos e exigências de qualificação profissional para a atuação nas mesmas funções), procedimentos de verificação de eventuais falhas e recomendações sobre prevenção de explosões.

Além disso, o OSPRAG supervisionou o desenvolvimento de um equipamento capaz de interromper o fluxo de vazamento de até 75000 barris por dia em um poço de até 5500 pés de profundidade e atribuiu ao *Oil&Gas UK* a responsabilidade de criar e supervisionar o *Well Life CyclePracticesForum* e o *OilSpill Response Forum* como mecanismos permanentes de supervisão.

Outro exemplo verificado foi a reestruturação da *U.S. Minerals Management Service* para fortalecer o serviço de fiscalização. Tais mudanças podem ser reproduzidas em outros países, mesmo naqueles onde as medidas regulatórias são relativamente menos sólidas. Na China, onde um oleoduto explodiu em Julho de 2010, gerando um enorme vazamento de

³⁵O OilSpillPreventionand Response AdvisoryGroup estabeleceu-se pouco mais de um mês após o acidente na plataforma DeepwaterHorizon, visando aprimorar as normas relacionadas ao setor existentes no Reino Unido.



petróleo, o governo apresentou uma resposta rápida, implementando normas ambientais mais rigorosas.

No Brasil, as autoridades competentes passaram a adotar uma postura relativamente mais rigorosa no que se refere ao processo de fiscalização. Como foi mencionado em item anterior, o IBAMA estabeleceu que cada plataforma do pré-sal deverá dispor de uma embarcação de emergência, para atuar em casos de acidentes.

Esta medida representa um grande aumento de custos para a empresa de petróleo, tendo em vista a alocação de recursos num ativo de extrema complexidade (embarcação, pessoal, equipamentos, etc) que permanecerá parado, em qualquer tipo de contribuição simultânea à atividade que se traduza em algo produtivo e que gere retorno à empresa.

Além disso, o número de paradas para manutenção no país tem aumentado em virtude desta mudança de postura tanto dos agentes responsáveis pela fiscalização e regulação do setor quanto pela atuação de sindicatos que defendem os interesses dos trabalhadores e incentivam denúncias de falhas de segurança. Após denúncias de trabalhadores, a Plataforma Cherne II, por exemplo, foi interditada.

Além das mudanças regulatórias e institucionais, verificadas nas principais regiões produtoras e nas regiões que apresentam um enorme potencial de exploração em águas profundas, é importante notar as reações do próprio mercado ao acidente. Um primeiro elemento a ser enfatizado neste contexto é o mercado de seguros de plataformas. No período imediatamente após o acidente, observou-se um aumento nos preços de seguros.

A corretora internacional Marsh, por exemplo, reportou aumentos muito consideráveis nos prêmios de seguro no Golfo do México, após o acidente da BP, que alcançam até o dobro para renovações de apólices. Além disso, Tom Bolt, do Lloyd's, aponta que as seguradoras que atuam em projetos *offshore* reportaram perda de dinheiro em oito dos últimos dez anos, o que contribui para confirmar a tendência de aumento das apólices de seguro. (GALL, Norman. 2011)

Alguns relatórios gerados imediatamente após o acidente da *DeepwaterHorizon* indicaram que os prêmios de seguro aumentaram de 15% a 20% para plataformas que operam

em águas rasas e mais de 50% para as que operam em águas profundas. Além disso, foram elaborados relatórios prevendo que os prêmios para operações em águas profundas aumentariam entre 25% e 30% e até 100% para perfuração em tais condições.

Isto deveu-se principalmente ao fato de que, a percepção de risco no setor mudou de patamar. Se uma empresa como a British Petroleum, que era conhecida pelas boas práticas ambientais e gastos relativamente significativos em SMS, mostra-se sujeita a acidentes de tal magnitude, a sensibilidade do setor de seguros e a percepção dos riscos existentes na atividade aumentam, gerando aumento dos preços dos mesmos. Além disso, é importante observar ainda que, no Golfo do México especificamente, antes mesmo do acidente, os preços dos seguros apresentavam uma tendência de aumento tendo em vista as sucessivas tempestades, furacões e tornados que atingem a região na última década.

As consequências do acidente observadas na trajetória de custos de E&P evidenciam-se ainda no mercado de sondas. De acordo com Thales Viegas, seria possível que o acidente da BP gere uma resposta ambígua na trajetória de custos. Isto seria justificado pela ideia de que o acidente geraria redução na demanda de sondas de perfuração o que, consequentemente, reduziria o valor do aluguel. Este fator que, como foi analisado, possui grande representatividade no componente de custos do setor, compensaria a tendência de aumento de custos (decorrentes de fatores tecnológicos e das demandas da exploração em águas profundas).

O terceiro fator mercadológico que reflete em aumento de custos é a necessidade de aprimoramento tecnológico para evitar passivos ambientais e financeiros gerados por acidentes como o relatado. É possível observar, portanto, uma iniciativa por parte das próprias empresas de petróleo para desenvolver instrumentos capazes de mitigar os riscos ambientais.

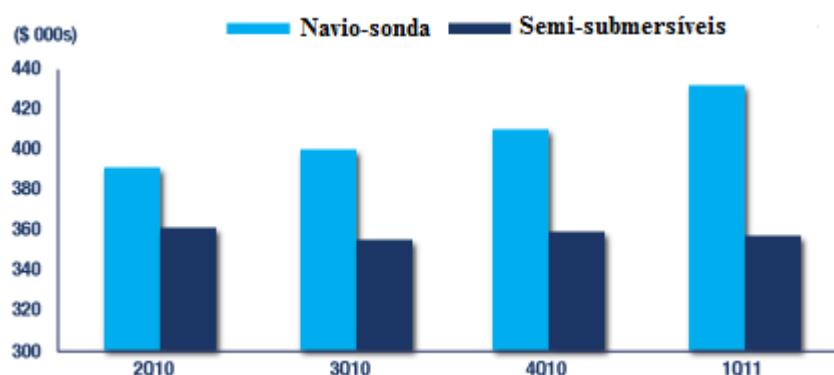
Neste sentido, além das iniciativas anteriormente apontadas, a ExxonMobil desenvolve, em conjunto com outras empresas líderes do setor, o Sistema Marinho de Contenção de Poços. “The new system will include a unique design capable of containing up to 100,000 barrels of oil a day (with potential for expansion) in water depths of up to 10,000 feet.” (EXXON MOBIL, The Energy Outlook: a View for 2030 p. 43)

No que tange a exploração do pré-sal, agentes da indústria afirmam que o setor ainda não desenvolveu tecnologias capazes de responder eficazmente a um acidente, como o relatado neste item, na costa brasileira. Além da menor eficiência de barreiras de contenção em tais condições, a perfuração de poços de alívio alternativos é demorada, e as tecnologias para a coleta de petróleo não são eficazes.

Portanto, de maneira geral, a tendência verificada pela maioria dos especialistas é de aumento de custos no setor (principalmente no Brasil onde a indústria de fornecedores é pequena diante da demanda por equipamentos prevista para os próximos anos), em razão de fatores como a elevada demanda por equipamentos diante de uma indústria de fornecedores que responde lentamente aos aumentos de demanda, a tendência de longo prazo de aumento dos preços do petróleo e os desafios tecnológicos, logísticos e ambientais que se colocam para o setor.

Como pode ser observada no seguinte gráfico, a taxa diária de navios-sondas, tecnologia que será muito utilizada na exploração dos campos profundos do Brasil, apresenta, em 2011, uma trajetória de aumento. Neste sentido, verificam-se ainda os efeitos da relação de oferta e demanda entre a indústria de petróleo e o mercado de fornecedores.

Gráfico – Taxa Média Diária por Trimestre



Fonte: rigzone.com

Neste cenário, a regulação e a gestão ambiental assumem um papel mais importante na indústria, tendo em vista o passivo ambiental, social e econômico que a exploração em águas profundas pode desencadear para as comunidades mais próximas. Como foi observado neste capítulo, este novo posicionamento dos aspectos institucionais e ambientais, que demandam



uma série de novos procedimentos e uma maior mobilização de recursos da indústria, destinada a prevenção e contenção de acidentes, se refletem diretamente nos custos de E&P.

CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou uma abordagem complexa a respeito dos desafios com os quais a expansão da indústria do petróleo deve enfrentar nos próximos anos. O avanço para a exploração em águas profundas e seu crescente papel na produção mundial de hidrocarbonetos evidencia a necessidade do fortalecimento de instituições reguladoras para que a sociedade não se torne uma vítima deste processo de expansão.

Tais mudanças começam a se apresentar em formas de propostas e de aplicações não só nos EUA, onde ocorreu o acidente do poço de Macondo e que evidenciou os riscos inerentes às atividades em águas profundas, mas também em países onde a indústria avança em direção a mesma fronteira de exploração.

Desta forma, considerando-se uma indústria globalizada, os impactos destes fatores institucionais sobre os custos, apesar de serem definidos de acordo com as autoridades de cada país, são relevantes tendo em vista que os mesmos implicam em redundâncias e a adoção de procedimentos que, a partir do acidente verificado nos EUA e das propostas feitas pela OilSpillCommission, geram a obrigatoriedade de alocação de determinados recursos para a segurança das operações de E&P.

A discussão pertinente a este elemento, entretanto, confunde-se com a crescente trajetória de custos observada ao longo da história do século XX. Neste aspecto, o processo de sofisticação regulatória reforça essa tendência da indústria que, é proporcionada principalmente pelos desafios técnicos inerentes à atividade e pela relação da indústria com fornecedores.

Assim, este trabalho aponta para que este cenário técnico e institucional da indústria seja acompanhado ao longo dos próximos anos, observando, mais especificamente, os impactos que tais fatores representarão à cadeia de custos da indústria de petróleo no Brasil, onde a exploração do pré-sal assume um papel protagonista. Caberá aos próximos estudos, preencher esta lacuna.

BIBLIOGRAFIA

ALVEAL, C. A Evolução da Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Julho 2011Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.** Disponível em:<www.anp.gov.br/?dw=57683>. Acesso em 25 outubro 2011

_____._____. Resolução n. 27, 18 de outubro de 2006. Disponível em:<<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em 28 outubro 2011

_____._____. Portaria n. 180, de 5 de junho de 2003. Disponível em:<http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2003/junho/panp%20180%20-%202003.xml>. Acesso em 28 outubro 2011

AUSTIN, D. et al. 2004. **History of the offshore oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report;** Volume I: Papers on the evolving offshore industry. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, Nova Orleans, Estados Unidos. OCS Study MMS 2004-049. 98 pp. Disponível em: <www.gomr.boemre.gov/PI/PDFImages/ESPIS/2/2994.pdf>. Acesso em: 08 dezembro 2011.

BAIN & COMPANY. **Relatório III – Desenvolvimento da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás e Investimentos em E&P.** Disponível em: <http://www.bnDES.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bnDES_pt/Galerias/Arquivos/empresarial/pesquisa/chamada1/Relat_III.pdf>. Acesso em 21 outubro 2011.

BERG, E.W, et al. **Emerging Geophysical Technologies: Is Planting and Re-planting of Nodes in a 4C-4D Scenario the Optimum and Most Cost-Effective Solution for Field Reservoir Monitoring?** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2008, Houston. Disponível em: <http://www.sbxp.com/uploads/case_pdf/OTC-19691-PP.pdf>. Acesso em 25 agosto 2011.



BEYOND PETROLEUM (BP).Annual Report and Form 20-F 2010. Disponível em: <http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/set_branch/STAGING/common_assets/downloads/pdf/BP_Annual_Report_and_Form_20F.pdf>. Acesso em 20 outubro 2011

BEYOND PETROLEUM (BP). SustainabilityReview 2010. 2011. Disponível em: <http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/e_s_assets/e_s_assets_2010/downloads_pdfs/bp_sustainability_review_2010.pdf>. Acesso em 20 outubro 2011.

BEYOND PETROLEUM (BP). BP ThirdQuarter 2011 Results. Disponível em: <http://www.bp.com//liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/B/bp_third_quarter_2011_results.pdf>. Acesso em 26 outubro 2011.

BRASIL. Lei n. 9966, de 28 de abril de 2000. Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9966.htm>. Acesso em 31 outubro 2011.

BRASIL. Lei n. 9605, de 12 de fevereiro de 1998. Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9605.htm>. Acesso em 1 novembro 2011.

BRASIL. Lei n. 9960, de 28 de janeiro de 2000. Institui a Taxa de Serviços Administrativos - TSA, em favor da Superintendência da Zona Franca de Manaus - Suframa, estabelece preços a serem cobrados pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama, cria a Taxa de Fiscalização Ambiental - TFA, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9960.htm>. Acesso em 1 novembro 2011.

BRASIL. Decreto 4871, de 6 de novembro de 2003. Dispõe sobre a instituição dos Planos de Áreas para o combate à poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. Disponível em:



<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2003/D4871.htm>. Acesso em 31 outubro 2011.

CHEVRON. 2010 Chevron Annual Report. Disponível em:
<<http://www.chevron.com/documents/pdf/Chevron2010AnnualReport.pdf>>. Acesso em 21 outubro 2011.

CLÔ, A. Oil Economics and Policy, 1^a ed. Boston London: Kluwer Academic Publishers, 2000. 258p

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). Regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente. Resolução n. 237, de 19 de dezembro de 1997. Disponível em:
<<http://www.siam.mg.gov.br/sla/download.pdf?idNorma=2080>>. Acesso em 30 outubro 2011.

_____._____. Resolução nº 23, de 7dedezembro de 1994. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/Docs/LDOC12_pt.pdf>. Acesso em 30 outubro 2011.

_____._____. Resolução nº 269, de 14 de setembro de 2000. Disponível em:
<<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res00/res26900.html>>. Acesso em 30 outubro 2011.

_____._____. Resolução nº 393, de 8 de agosto de 2007. Disponível em:
<http://www.mineiropt.com.br/hotsite_legislacao/leisfederais_leitura.php?id_hotl_lf=558>. Acesso em 31 outubro 2011.

_____._____. Resolução nº 398, de 11 de junho de 2008. Disponível em:
<<http://4ccr.pgr.mpf.gov.br/institucional/grupos-de-trabalho/gt-aguas/resolucoes-conama-docs/res39808.pdf>>. Acessoem 31 outubro 2011.

CONSTABLE, Steven; SRNKA, Leonard J.**An introduction to marine controlled-source electromagnetic methods for hydrocarbon exploration.** Geophysics, San Diego, v. 72, n. 2, p.WA3-WA12, mar./abr. 2007.



DOUGLAS WESTWOOD. **The World Deepwater Market Report 2008-2012**, Canterbury, UK, 2007, p.148

EXXON MOBIL. 2010 Financial and Operating Review. Disponível em: <<http://thomson.mobular.net/thomson/7/3184/4449/>> Acesso em: 20 outubro 2011.

_____. **2010 TheOutlook for Energy: aView to 2030.** Disponível em: <http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo_2010.pdf> Acesso em: 30 novembro 2011.

GALL, Norman. O risco do petróleo em águas profundas. **O Estado de São Paulo**. São Paulo, 30 de janeiro de 2011. Economia. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/noticias/impresso,o-risco-do-petroleo-em-aguas-profundas,672895,0.htm>> Acesso em 31 outubro 2011

IFP ÉNERGIES NOUVELLES. **Investment in exploration-production and refining 2010.** Disponível em: <<http://www.ifpenergiesnouvelles.com/content/download/70305/1512182/file/Investments%20in%20Exploration-Production%20and%20Refining%20-%202010.pdf>> Acesso em: 23 outubro 2011.

KAISER, Mark J. (2007) Modeling the time and cost to drill an offshore well. **Energy - Elsevier**, n. 34, p. 1097-1112.

_____. (2010) Economic limit of Outer Continental Shelf Gulf of Mexico structure production. **Applied Energy – Elsevier**, n. 88, p. 2490-2508.

LIMA, C. J. TEIXEIRA DE, 2003, **Processo de Tomada de Decisão em Projetos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil: Uma abordagem utilizando conjuntos nebulosos**, Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ. Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

LUMLEY, D.E.; BEHRENS R. A..**Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to know.** SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Dezembro 1998

LINDE, Coby van der.: **The State and the International Oil Market:** Competition and the Changing Ownership of crude Oil Assets. Norwell, MA. Kluwer Academic Publishers, 2000.

MACGREGOR, L.M.; SCOTT, L. Controlled-Source Electromagnetic Imaging in Areas of Complex Geology. In: Offshore Technology Conference, 2006, Houston, p. 1-3.

MANGIAVACCHI, A, et al. **API Offshore Structure Standards: RP 2A and much more.** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2005, Houston. Disponível em: <<http://tenwon.hosting.paran.com/key%20reference/API%20Offshore%20Structure%20stands%20RP%202A%20and%20much%20more%20%28Mangiavacchi%202005%29.pdf>>. Acesso em 16 setembro 2011.

NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING. **Deep Water – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling.** 2011 Disponível em: <http://www.oilspillcommission.gov/sites/default/files/documents/DEEPWATER_ReporttothePresident_FINAL.pdf> Acesso em 25 outubro 2011.

NETO, A. Usos da Sísmica de Reflexão de Alta Resolução e da Sonografia na Exploração Mineral Submarina. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 18(3), p. 241-254, 2000. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbg/v18n3/a04v18n3.pdf>>.

OIL SPILL PREVENTION AND RESPONSE ADVISORY GROUP (OSPRAG). **Strengthening UK Prevention and Response – Final Report.** 2011. Disponível em: <<http://www.oilandgasuk.co.uk/cmsfiles/modules/publications/pdfs/EN022.pdf>> Acesso em 16 novembro 2011.

OSMUNDSEN, P. et al. (2008). Offshore oil service contracts new incentive schemes to promote drilling efficiency. **Journal of Petroleum Science and Engineering - Elsevier**, n. 72, p. 220-228.



OVERSEAS DEVELOPMENT INSTITUTE.Oil Field Services Expenditure and Economic Growth: Prospects for Developing Countries. Disponível em: <<http://www.odi.org.uk/resources/docs/2085.pdf>>. Acesso em 21 outubro 2011.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). Relatório de Atividades 2010, 2011, Disponível em:<http://www.petrobras.com.br/ri>Show.aspx?id_materia=cOZKR2JFNJAZ4IGRCZtBYw> ==> Acesso em 10 setembro 2011.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A (PETROBRAS). Relatório de Sustentabilidade 2010, 2011, Disponível em:< http://www.petrobras.com.br/rs2010/pt/downloads/RS_2010.pdf> Acesso em 1 novembro 2011.

PINTO JR, H, et al. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial.1^a. ed.Rio de Janeiro: Campus, 2007. 343p

ROSA, Bruno. Petrobras derramou em 2010 quase dobro de óleo da Chevron. **O Globo.** Rio de Janeiro, 28 de novembro de 2011. Economia. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petrobras-derramou-em-2010-quase-dobro-de-oleo-da-chevron-3332275>> Acesso em 28 novembro 2011.

ROYAL DUTCH SHELL. Investors' Handbook Royal Dutch Shell PLC Financial and Operational Information 2006-2010. Disponível em: <http://www.investorshandbook.shell.com/2010/servicepages/downloads/files/all_shell_ih10.pdf> Acesso em 20 setembro 2011

SANDREA, Rafael; Future Offshore/Onshore Crude Oil Production Capacities. PennEnergy. Disponível em:<<http://www.pennenergy.com/index/articles/display/0663918147/articles/pennenergy/microblogs/rafael-sandrea/future-offshore-onshore-crude-oil-production-capacities.htm>> Acesso em:25 agosto 2011.

SANTOS, Odilanei; MARQUES, José; SILVA, Paula. **O Custo de Abandono nas Empresas Petrolíferas.** São Paulo, n.41, p. 56 – 71, mai./ago. 2006.



SNOW, Nick. Final Macondo report calls for 'system safety' approach. **Oil&Gas Journal**. Washington, 15 de dezembro de 2011. Disponível em:<<http://www.ogj.com/articles/2011/12/final-macondo-report-calls-for-system-safety-approach.html?cmpid=EnlDailyDecember152011>> Acesso em: 17dezembro 2011.

The New York Times. **Gulf of Mexico Oil Spill (2010)**. New York, 17 out. 2011. Disponível em:<http://topics.nytimes.com/top/reference/timestopics/subjects/o/oil_spills/gulf_of_mexico_2010/index.html> Acesso em: 31 outubro 2011.

THOMAS, José Eduardo et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 1ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 267 p.

TIMPONI, Raul Ramos. O mercado de sondas: questões econômicas e impactos nas estratégias das companhias de petróleo. **Informe Conjuntura & Informação – ANP**, Rio de Janeiro, n. 45, p. 2-12, jun. 2009.

VIEGAS, Thales. O Balanço do Vazamento de Petróleo no Golfo do México. **Blog Infopetro**. Rio de Janeiro, 23 ago. 2010. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2010/08/23/a-bp-e-as-alternativas-do-desastre-a-esperanca/>> Acesso em 10 setembro 2011.